



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Mecánica

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES PARA UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

Autor: **Adrián Barreiro Falcón**

Director: **Higinio Rubio Alonso**

Leganés, noviembre de 2011

Título: Cálculo de las instalaciones para un parque solar fotovoltaico.

Autor: Adrián Barreiro Falcón.

Director: Higinio Rubio Alonso.

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de _____ de 20__ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Agradecimientos

La realización de este proyecto ha contado con la colaboración de muchas personas que de una u otra manera han ayudado a alcanzar el resultado final. Quiero agradecer de forma especial a Higinio Rubio Alonso, tutor de este proyecto, por toda su dedicación, paciencia y comprensión a lo largo de todo el proceso de creación del proyecto.

Este proyecto, tampoco habría sido posible sin la colaboración de todos mis profesores que he tenido durante mis estudios universitarios. Gracias a todos ellos por poner a mi alcance todos los medios técnicos necesarios y facilitarme tanto el trabajo.

Gracias a mis compañeros, a mi familia y amigos por su apoyo y comprensión a lo largo del tiempo que he estado trabajando en este proyecto. Gracias a todos aquellos que en mayor o menor medida han vivido de cerca la elaboración de este proyecto y han ayudado a que sea posible.

Resumen / Abstract

El presente proyecto tiene por objeto llevar a cabo el diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica e integrada en las marquesinas del aparcamiento del aeropuerto de Gran Canaria.

El fin perseguido es diseñar una cubierta solar fotovoltaica que genere el máximo de energía eléctrica posible con objeto de volcarla a la Red Eléctrica y obtener el consecuente beneficio económico por su venta tal y como establece el RD 6/2009, en el que se definen las condiciones de explotación de plantas de generación de energía eléctrica mediante placas fotovoltaicas. Además claro está, del correspondiente beneficio ambiental y social por el ahorro de emisiones contaminantes y la mejora en la imagen del edificio que la implantación del sistema solar fotovoltaico supone.

En el desarrollo del proyecto se estudia el diseño e integración arquitectónica con objeto de alcanzar el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica, atendiendo no sólo a las necesidades energéticas, sino también a criterios estéticos, arquitectónicos y de sostenibilidad.

Para el diseño propuesto se ha evaluado la cantidad de energía eléctrica generada, así como el diseño estructural del aparcamiento, el beneficio económico resultante de la venta de la energía producida.

Por último se evalúa la sostenibilidad económica, medioambiental y social de la instalación planteada.

The Project's objective is the development of a solar photovoltaic roof connected and integrated in the airport's parking of Gran Canaria.

The purpose of this project is to design a photovoltaic solar roof to generate as much electricity as possible to get the economic benefit resulting from their sale as provided Decree 6 / 2009, which defines the plant operating conditions to generate electricity through photovoltaic panels. In addition of the relevant environmental and social benefit by saving emissions and improving the image of the building due to the solar photovoltaic system implementation.

The main of this Project is to study the design and the architectural integration of the roof in order to find the optimum size of the PV system, taking care not only of the energy needs, but also of the aesthetic, architectural and sustainability.

For the design of the project, the amount of electricity generated has been evaluated, and the same with the structural design of the solar park and the economic benefit resulting from the sale of energy produced.

Finally, we evaluate the economic, environmental and social performance installation.

Índice

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	
- 1.1. Ámbito y motivación	19
- 1.2. Ubicación	22
- 1.3. Objetivos	24
- 1.4. Etapas del proyecto	25
- 1.5. Estructura del documento	26
CAPÍTULO II. PLANTEAMIENTO Y DESARROLLO	
- 2.1. Introducción a los paneles fotovoltaicos	29
- 2.2. Descripción de la instalación.....	33
- 2.3. Configuración y potencia de la instalación.....	36
- 2.4. Componentes de la instalación	38
○ 2.4.1. Generador fotovoltaico Atersa A-150M.....	39
○ 2.4.2. Sistema de inversión.....	42
○ 2.4.3. Estructura soporte.....	50
○ 2.4.4. Sistema eléctrico	52
○ 2.4.5. Sistema de monitorización.....	58
CAPÍTULO III. ESTUDIO DE PARÁMETROS Y VIABILIDAD	
- 3.1. Producción eléctrica	63
- 3.2. Análisis estructural.....	74
- 3.3. Balance medioambiental	81
- 3.4. Plazo de ejecución.....	83
- 3.5. Garantías	84
- 3.6. Plan de viabilidad	86
CAPÍTULO IV. PRESUPUESTO	
- 4.1. Presupuesto de materiales	97
- 4.2. Presupuesto de la ingeniería del proyecto.....	110
- 4.3. Presupuesto total.....	111
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES	115
CAPÍTULO VI. REFERENCIAS	
- 6.1. Normativa.....	119
- 6.2. Bibliografía complementaria	121
CAPÍTULO VII. ANEXOS	
- ANEXO A: Proyección de la instalación	125
- ANEXO B: Esquema eléctrico de la instalación	126
- ANEXO C: Catálogos de equipos	127

-

I. Introducción

1.1. ÁMBITO Y MOTIVACIÓN

Motivación

Existen dos motivaciones fundamentales para la realización de este proyecto:

- **ECOLÓGICA**

La situación energética actual convierte a la tecnología solar fotovoltaica en un medio ecológico de obtener energía limpia, contribuyendo a algo de vital importancia como es reducir el consumo de energías contaminantes sustituyéndolas por una fuente de energía limpia y renovable.

- **ECONÓMICA**

El atractivo económico de la producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico, debido a la singularidad jurídica y económica de la que disfrutan este tipo de instalaciones.

Como ejemplo se destaca el Real Decreto 661/2007, que establece el precio al que las compañías eléctricas están obligadas a comprar el kWh, siendo este aproximadamente 5 veces superior al que la misma compañía eléctrica vende al consumidor esa misma energía eléctrica.

Ámbito:

Los usos de placas solares variarán de acuerdo al tipo de placa a la cual nos estemos refiriendo. Existen dos categorías grandes bajo las cuales podemos englobar las placas solares. Por un lado se encuentran las domésticas y por otro las industriales.

En el ámbito doméstico las placas que predominan son las térmicas. Esto es una placa que nos da la posibilidad de transformar la radiación solar en calor. Los principales usos de las placas solares de este tipo incluyen calentar agua sanitaria perteneciente a la casa, calefaccionar piscinas, calentar agua para cocinar, etc. De esta manera ahorramos energía eléctrica y gas de manera indirecta. Existe también la posibilidad de comprar placas fotovoltaicas. Estas constan con un sistema más complejo que nos permite transformar la radiación solar en energía eléctrica. De acuerdo a cuan grande sean los paneles y cuanta energía produzcan podremos utilizar este quantum producido para hacer funcionar los distintos electrodomésticos dentro de la casa.

Hay que tener en cuenta que dentro de los usos de placas solares a nivel doméstico, la posibilidad de utilizar la energía eléctrica estará restringida por lo general para electrodomésticos pequeños de bajo consumo. Hoy en día los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado no son muy eficientes, por lo que la cantidad de energía que

se puede obtener a través de ellos es poca. Además en los hogares tenemos la desventaja de que por lo general los paneles que se colocan son bastante pequeños, por lo cual no producen suficiente energía como para abastecer una casa eléctricamente ellos mismos. Sin embargo producen la suficiente como para poder reducir el consumo eléctrico.



Figura 1.1. Panel solar fotovoltaico.

En el ámbito profesional podemos observar el uso de paneles solares fotovoltaicos, cuando vemos grandes campos “sembrados”, la energía producida a través de ellos se utiliza para llevar electricidad a pueblos o regiones remotas. Muchas veces son las poblaciones sin recursos y las más desfavorecidas económicamente aquellas a las cuales se destina parte de esta electricidad. Pero también puede ocurrir que la energía se utilice para autoabastecerse como en el caso de las fábricas. Podemos encontrar muchas fábricas que instalan paneles fotovoltaicos incluso en los techos de las mismas naves industriales. De esta manera no se ocupa ningún lugar extra y se obtiene una gran extensión en la cual podemos llegar a colocar los paneles, debido a que los techos de las naves son muy amplios. Si la fábrica utiliza esta electricidad para autoabastecerse por un lado reducirá su consumo energético de manera muy importante, y por el otro podrá liberar energía para que esta sea utilizada en otros lugares con necesidad.

También existen otros casos donde la producción de energía solar con placas sobre los techos de las naves es destinada a otros propósitos. o que se hace entonces es un acuerdo entre la compañía eléctrica y la fábrica, donde la fábrica se compromete a volcar la energía en el sistema eléctrico y la compañía de electricidad le ofrece a cambio algún tipo de beneficio. Estos dos últimos usos de placas solares concernientes a las

fábricas son bastante frecuentes hoy en día y son muy importantes debido a que el volumen de energía que utilizan las fábricas es muchísimo mayor al que se utiliza en las casas, por lo cual cuando una fábrica comienza a abastecer su demanda energética el consumo se reduce drásticamente, como si miles de casas pasaran a abastecer sus necesidades de electricidad directa y completamente a través de paneles solares fotovoltaicos.

De esta manera se consume muchísimos menos recursos fósiles los cuales por un lado son no renovables y se están agotando y por el otro son altamente contaminantes. Las fábricas son principales impulsores de cambio, por lo que es fundamental fomentar los usos de placas solares en sus diferentes versiones entre estas grandes corporaciones. Con respecto a las placas térmicas estas son utilizadas en menor medida a nivel industrial, si embargo existen algunas fábricas que las aprovechan. Toda fábrica trabaja en algún punto con agua, y si necesitan calentarla quizá esta sea una técnica viable y suplementaria a la utilización de los otros paneles.



Figura 1.2. Arquitectura fotovoltaica en Japón.

1.2. UBICACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

En este proyecto se propone el diseño de una instalación de paneles fotovoltaicos sobre una marquesina ubicada en el aparcamiento del Centro de Control de Gando, Aeropuerto de Gran Canaria, instalaciones éstas pertenecientes a Aena-Navegación Aérea. (Foto 1.3 y 1.4).

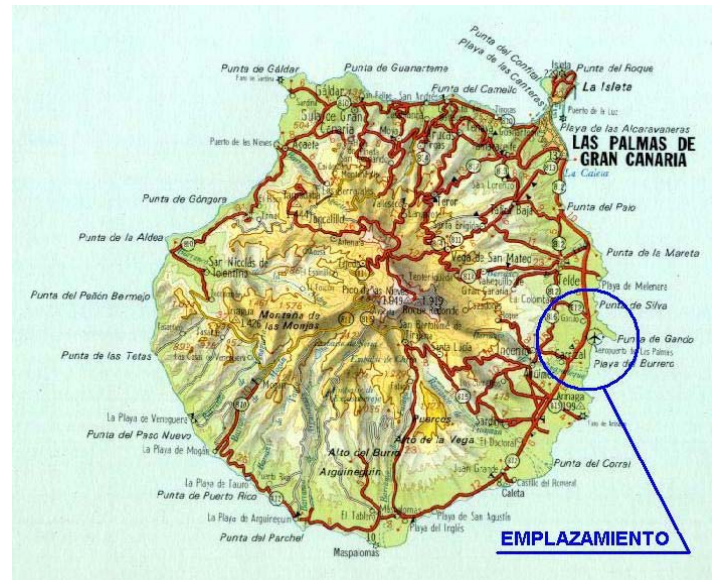


Figura 1.3. Gran Canaria

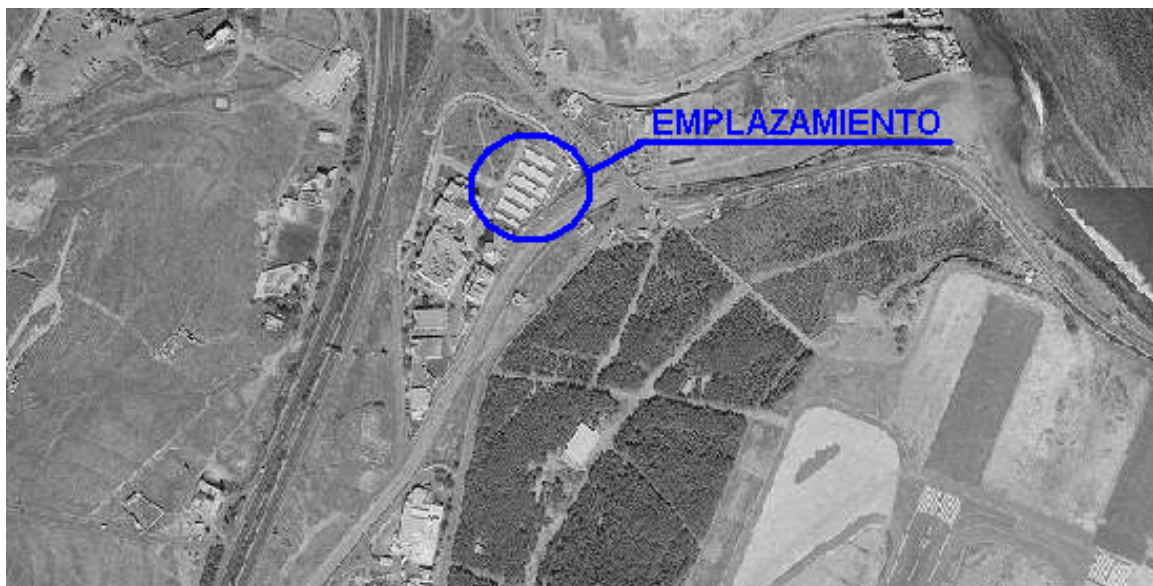


Figura .1.4. Emplazamiento

En la figura 1.5.se puede observar una vista más detallada de las actuales marquesinas objeto de sustitución y reemplazo:



Figura 1.5. Marquesinas del aeropuerto de Gran Canaria

1.3. OBJETIVOS

El presente documento tiene por objeto realizar el proyecto de ejecución de una instalación generadora de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica. La instalación generadora de energía eléctrica de paneles fotovoltaicos (en adelante Parque Solar) tendrá una Potencia total de 99.450 Wp (90KWp) y se desarrollará de acuerdo con la petición formulada por el Cliente.

La instalación se realizará sobre la cubierta de un conjunto de marquesinas de nueva instalación, con objeto de sustituir las actuales existentes, ubicada en el aeropuerto de Las Palmas de Gran Canaria.

Este proyecto se implementará acogándose a las normas que rigen este tipo de instalaciones y cuyos Reales Decretos están mencionados en el capítulo de referencias. También se garantizará la seguridad de las personas y los objetos en su ejecución.

El proyecto analizará las posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos, montados sobrecubierta. Se buscará la optimización de las posibilidades del emplazamiento atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas. Es de especial relevancia la búsqueda de la máxima integración de la instalación en el emplazamiento escogido.

A nivel técnico, se expondrán y analizarán los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento.

1.4. ETAPAS DEL PROYECTO

A la hora de realizar el proyecto de instalación de una planta fotovoltaica deben seguirse los siguientes pasos:

- ESTUDIO ECONÓMICO

El primer paso a realizar será analizar la viabilidad, rentabilidad y fiabilidad de la inversión en energía fotovoltaica. Para realizar estos estudios será necesario hacer una estimación de la energía generada y del precio de venta a la compañía eléctrica correspondiente.

Una vez conocido el periodo de amortización de la inversión y el beneficio que se espera obtener podrá tomarse la decisión de inversión más oportuna.

Como estimación lineal generalmente suele emplearse:

$$\text{Planta de } 100\text{kWp} = 600.000 \text{ € de coste} = 60.000 \text{ € anuales de beneficio}$$

Por tanto, en unos 10 años se amortiza la inversión inicial y los siguientes 15 como mínimo (periodo que garantiza el estado el precio de la electricidad), se obtendrá beneficio neto incrementado anualmente por el correspondiente IPC.

- ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO DISPONIBLE Y DEL RECURSO SOLAR EN EL MISMO

El terreno debe estar libre de sombras y recibir una cantidad mínima de radiación para hacer rentable la instalación.

- MARCO JURÍDICO

Comprobar la viabilidad jurídica y reglamentación en la que se sustenta la actividad, a nivel local, regional y nacional. Estudio de las ventajas de financiación, ayudas y subvenciones.

- DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

En base al recurso solar en el emplazamiento, la superficie y presupuesto disponible, las pretensiones de generación de energía del inversor/es, etc., se realiza el dimensionado “básico” de la instalación:

Número de paneles y la potencia de los mismos así como tipo y potencia del inversor o inversores.

1.5. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.

Para comenzar hemos realizado una breve introducción separada en varios puntos claramente diferenciados:

- Primero hemos contado el ámbito tanto domestico como industrial de los paneles solares, y hemos realizado la localización e implantación de nuestro parque solar, además hemos descrito las causas de motivación que nos han llevado a construir el mismo.
- Después hemos redactado el objetivo del documento, y hemos descrito la instalación y la potencia que se desea alcanzar.
- Por último, hemos realizado las etapas del proyecto, a través de un estudio económico, jurídico y técnico.

En el siguiente capítulo, hemos realizado una breve introducción sobre los paneles fotovoltaicos contando qué son y los diferentes tipos de paneles que hay. También se ha discutido sobre el actual sistema energético y los problemas medioambientales y sociales que favorecen la utilización de energías renovables. También se realiza una breve descripción de la configuración y la potencia de la instalación y una descripción más detallada de los elementos que forman parte de la instalación.

A continuación, realizamos un capítulo de resultados, donde obtendremos resultados de potencia y de cargas que soportará nuestra instalación.

Discutiremos en el siguiente capítulo los resultados obtenidos y sacaremos unas conclusiones de los mismos.

Tendremos un capítulo de presupuesto, donde vendrá detalladamente el presupuesto de la obra y el del ingeniero que realice la documentación y el proyecto.

Para finalizar, realizaremos unos capítulos de referencias y anexos, dónde se incluirán la bibliografía consultada así como la normativa, y posibles documentos asociados.

II. Planteamiento y desarrollo

2.1. INTRODUCCIÓN A LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

- Historia:

El término fotovoltaico proviene del griego phos, que significa “luz” y voltaico, que proviene del campo de la electricidad, en honor al físico italiano Alejandro Volta, (que también proporciona el término voltio a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de medidas). El término fotovoltaico se comenzó a usar en Inglaterra desde el año 1849.

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Becquerel, pero la primera célula solar no se construyó hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de sólo un 1%. Russell Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los Laboratorios Bell, descubrieron, de manera accidental, que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas, eran muy sensibles a la luz.

Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de, aproximadamente, el 6%. La URSS lanzó su primer satélite espacial en el año 1957, y los EEUU un año después. En el diseño de éste se usaron células solares creadas por Peter Iles en un esfuerzo encabezado por la compañía Hoffman Electronics.

La primera nave espacial que usó paneles solares fue el satélite norteamericano Vanguard 1, lanzado en marzo de 1958.¹ Este hito generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios para el desarrollo de las comunicaciones, en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar. Fue un desarrollo crucial que estimuló la investigación por parte de algunos gobiernos y que impulsó la mejora de los paneles solares.

En 1970 la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la extinta URSS por Zhore Alferov y su equipo de investigación.

La producción de equipos de deposición química de metales por vapores orgánicos o MOCVD (Metal Organic Chemical Vapor Deposition), no se desarrolló hasta los

años 80 del siglo pasado, limitando la capacidad de las compañías en la manufactura de células solares de arseniuro de galio. La primera compañía que manufacturó paneles solares en cantidades industriales, a partir de uniones simples de GaAs, con una eficiencia de AM0 (Air Mass Zero) del 17% fue la norteamericana ASEC (Applied Solar Energy Corporation). La conexión dual de la celda se produjo en cantidades industriales por ASEC en 1989, de manera accidental, como consecuencia de un cambio del GaAs sobre los sustratos de GaAs a GaAs sobre sustratos de germanio.

El dopaje accidental de germanio (Ge) con GaAs como capa amortiguadora creó circuitos de voltaje abiertos, demostrando el potencial del uso de los sustratos de germanio como otras celdas. Una celda de uniones simples de GaAs llegó al 19% de eficiencia AM0 en 1993. ASEC desarrolló la primera celda de doble unión para las naves espaciales usadas en los EEUU, con una eficiencia de un 20% aproximadamente.

Estas celdas no usan el germanio como segunda celda, pero usan una celda basada en GaAs con diferentes tipos de dopaje. De manera excepcional, las células de doble unión de GaAs pueden llegar a producir eficiencias AM0 del orden del 22%. Las uniones triples comienzan con eficiencias del orden del 24% en el 2000, 26% en el 2002, 28% en el 2005, y han llegado, de manera corriente al 30% en el 2007. En 2007, dos compañías norteamericanas Emcore Photovoltaics y Spectrolab, producen el 95% de las células solares del 28% de eficiencia.

- **Paneles fotovoltaicos:**

Los paneles o módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (electricidad solar). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- radiación de 1000 W/m²
- temperatura de célula de 25 °C (no temperatura ambiente).

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

- Cristalinas
 - Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos, si se observa, se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).

- Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Amorfas: cuando el silicio no se ha cristalizado.



Figura 2.1. Paneles fotovoltaicos.

Su efectividad es mayor cuanto mayores son los cristales, pero también su peso, grosor y coste. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso es muy inferior.

El actual sistema energético está basado en fuentes de combustibles fósiles, los cuales por su propia naturaleza son limitados y acarrearán una serie de problemas tanto medioambientales y sociales como de sostenibilidad, entre los que podemos citar el “efecto invernadero”, la “lluvia ácida” y la deforestación. En nuestro caso, dado que el sistema fotovoltaico utiliza como fuente de energía al Sol, podemos considerar este tipo de energía como inagotable.

Los Reales Decretos 2818/1998 del 23 de Diciembre, el 1663/2000 del 27 de Noviembre, el 436/2004 del 12 de Marzo, el 661/2007 del 25 de Mayo, el 1578/2008 del 26 de Septiembre y el 6/2009 del 30 de Abril establecen los criterios de ayudas a la producción y condiciones técnicas y administrativas de los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red.

El IDEA mediante el Programa de Ayudas para Apoyo a la Energía Solar Fotovoltaica dentro del Plan de Fomento de las Energías Renovables, establece ayudas para la instalación de sistemas de conexión a red.

El funcionamiento básico de estos sistemas consiste en inyectar a la red eléctrica toda la energía generada por el campo fotovoltaico mediante un inversor que transforma la corriente continua en alterna acoplándose perfectamente a la red eléctrica a través de controles electrónicos internos del equipo, además de contar con las protecciones necesarias, las que se explicarán en el capítulo referido a las características técnicas de los equipos.

La tecnología empleada en los sistemas fotovoltaicos se encuentra en un momento de madurez, y actualmente la central de conexión más grande es de 10 MWp instalada en Baviera (Alemania). En España la mayor es de 1,4 MWp en Tuleda (Navarra). Fuera de estas macrocentrales, hay una gran variedad de potencias instaladas, siendo las más pequeñas de 1 KWp utilizadas en viviendas, además de instalaciones en centros oficiales como universidades, colegios, ayuntamientos, etc., así como en empresas cuyas potencias varían en general entre 12 y 50 KWp.

En la foto 1.2 se puede observar un esquema simplificado de cómo la energía solar se convierte en energía eléctrica.

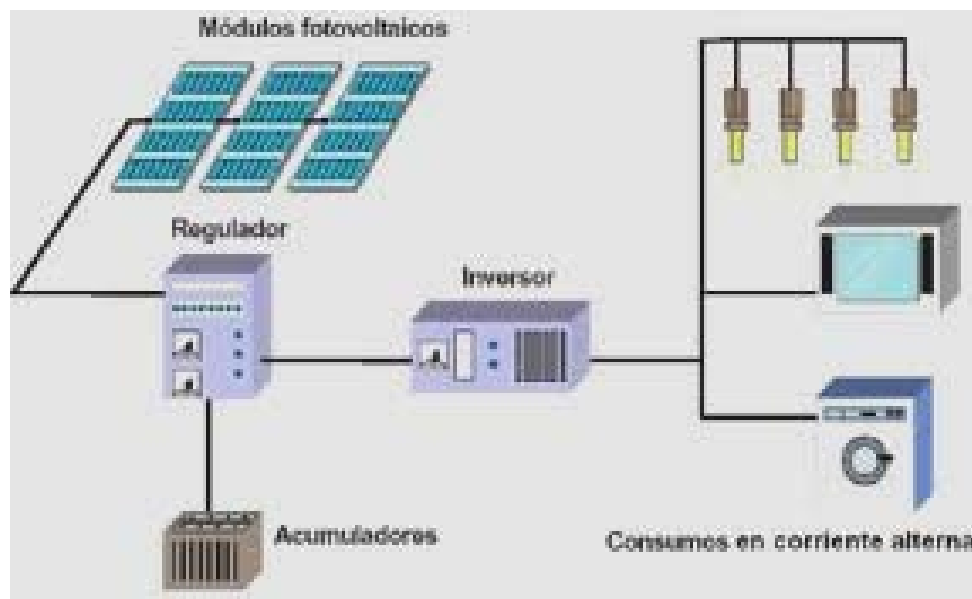


Figura 2..2. Funcionamiento panel fotovoltaico.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Las plazas de aparcamiento se distribuyen en siete conjuntos cuasi-perpendiculares al eje norte-sur. Posee una pequeña desviación de 27° al oeste.

Recorriendo el aparcamiento en dirección norte-sur, el primer conjunto de plazas de aparcamiento dispone de 13 plazas sencillas. El segundo conjunto está formado por 16 plazas dobles conformando un total de 32 plazas. Los tres siguientes conjuntos están formados cada uno de ellos por 17 plazas dobles conformando un total de 34 plazas. El sexto conjunto está formado por 15 plazas dobles conformando un total de 30 plazas. El séptimo y último conjunto dispone de 15 plazas sencillas. Todas las plazas son de medidas de 5 metros de profundidad por 2,5 metros de anchura.

La resolución de la estructura de las marquesinas se ha conseguido mediante ménsulas galvanizadas, bien sencillas a una sola vertiente, bien dobles a dos vertientes.

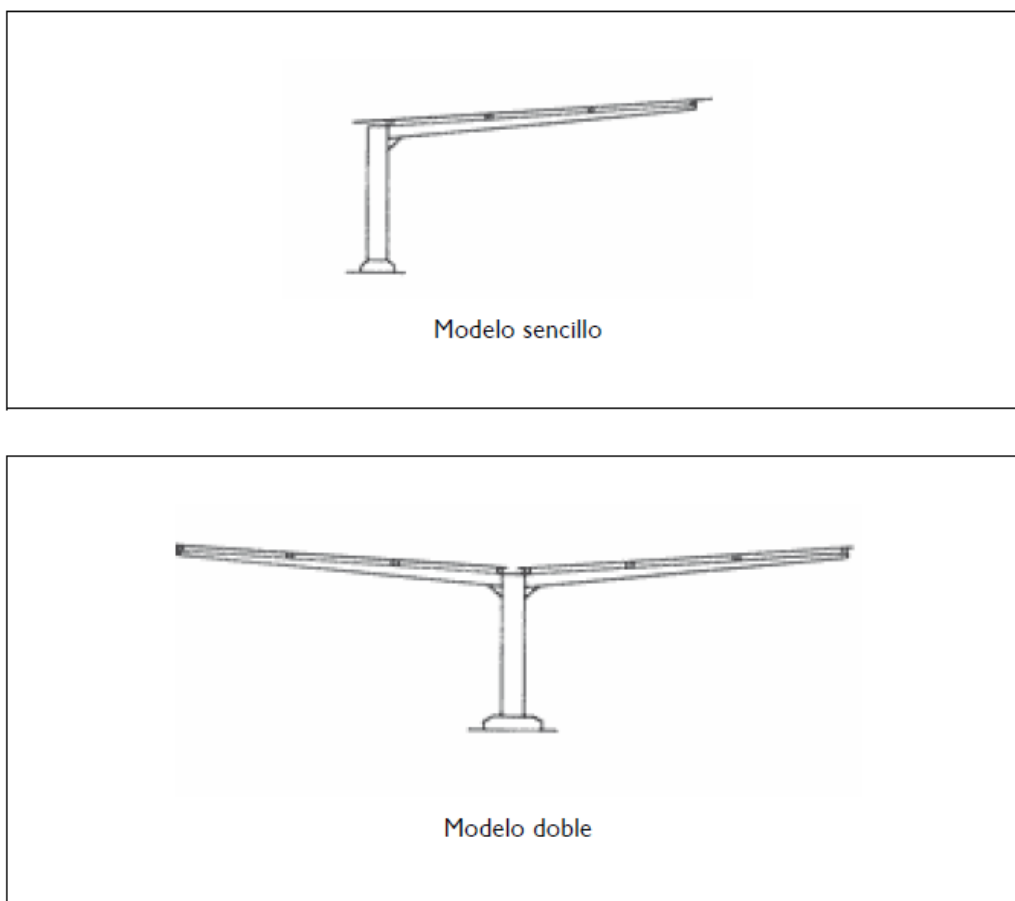


Figura 2.3. Modelo de marquesinas.

Los pórticos se forman a partir de chapa conformada en frío de primera calidad de espesor adecuado con pliegues interiores de refuerzos máximos a fin de la obtención de una viga-caja de espesor adecuado a lo largo de todo el pórtico.

La cubierta se plantea de chapa trapezoidal de acero galvanizado por ambas caras según el procedimiento de prelavada.

La fijación de la cubierta a estructura se realiza con tornillos autotaladrantes con sus correspondientes arandelas de neopreno que garantizan la estanqueidad apropiada.

Las correas serán tubulares galvanizadas por electrólisis con laterales cubrecorreas de chapa galvanizada, siendo los anclajes de las ménsulas al suelo mediante espigones y tuercas de acero inoxidable.

Tanto la tortillería de las correas como la de las ménsulas serán galvanizadas por electrólisis.

Finalmente, se prevé dotar las cubiertas de las marquesinas de una inclinación de 5° en ambos lados, por lo que en principio sólo serán utilizables aquellas zonas con orientación sur-oeste, tal y como puede apreciarse en los dibujos anteriores.

Además de los módulos fotovoltaicos y la estructura, la instalación la completan los siguientes componentes:

- Elementos de interconexión entre paneles mediante cajas para formas líneas en serie y paralelo.
- Inversores.
- Cableado y puesta a tierra.
- Protecciones.
- Conexión a red.
- Equipos de medida.
- Monitorización.

A continuación se muestra cómo quedaría la instalación vista en planta, habiendo quedado reflejado la ubicación de paneles sobre las cubiertas de las marquesinas, así como las canalizaciones generales más importantes y el edificio de alojamiento de inversores.

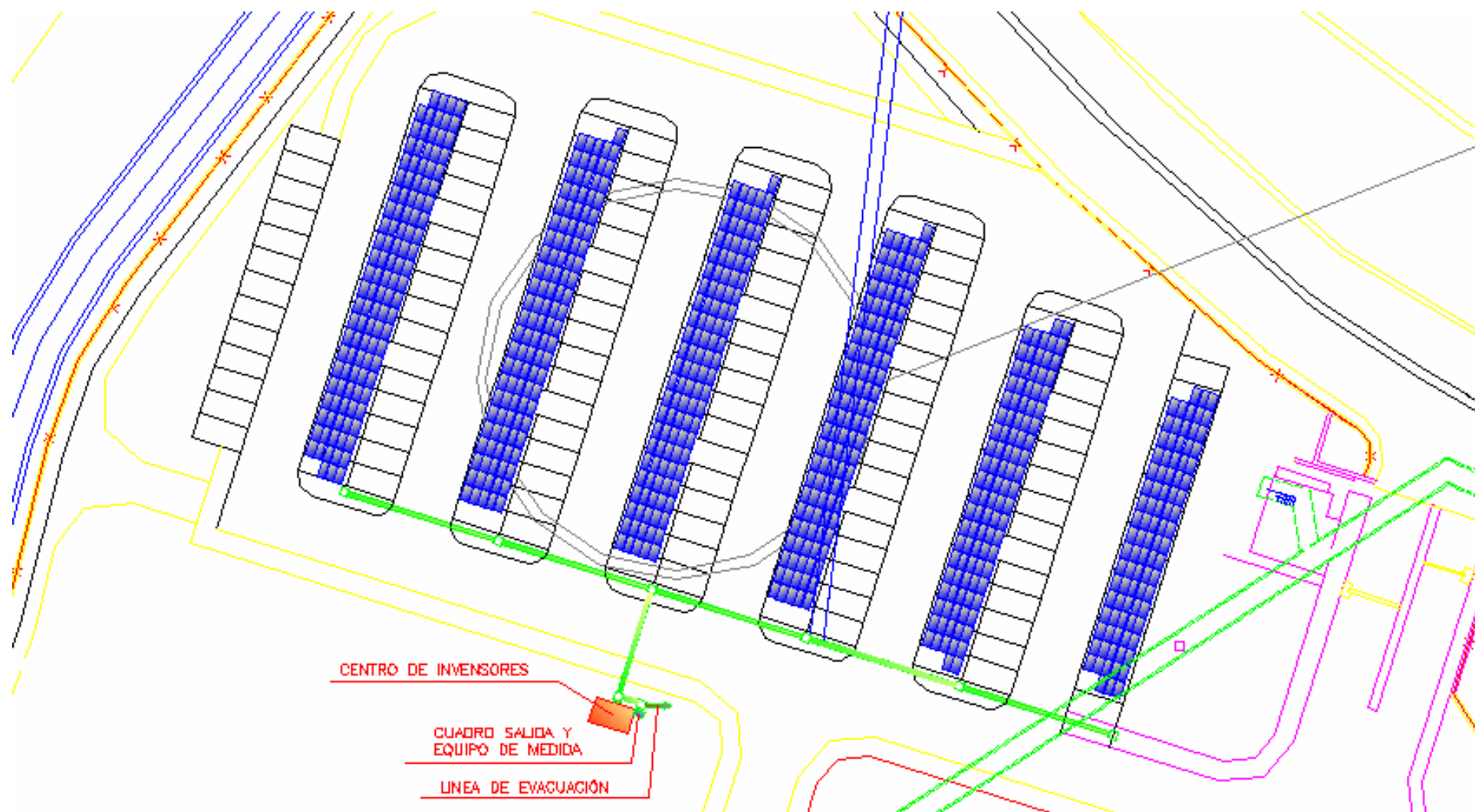


Figura 2.4. Plano de la instalación

2.3. CONFIGURACIÓN Y POTENCIA DE LA INSTALACIÓN.

Se ha tenido en cuenta las dimensiones de los módulos seleccionados así como las características eléctricas de su acoplamiento con los inversores, dando lugar a la siguiente configuración óptima de la instalación. De esta forma, los módulos se instalarán a lo largo y en el sentido longitudinal de las marquesinas, en matrices de 5 filas, según se muestra en la figura de la página anterior.

Los módulos solares se orientarán tal y como posibilita la cubierta de las marquesinas donde se instalarán, es decir, formando un ángulo de 18°, desviación Oeste con respecto a la línea Norte-Sur.

Los módulos elegidos para este proyecto, ATERSA A-150M DE 150 Wp, son de tecnología monocristalina con una potencia de 150 Wp cada uno. Se prevén 663 módulos por el campo solar, lo que supone una potencia del mismo de 99.450 Wp.

El sistema de inversión de corriente continua a corriente alterna estará formado por tres inversores ALTAIR SOLEIL 30 de 30 KWe de potencia en alterna cada uno, totalizándose 90 KWe. A cada inversor se conectarán 17 series de 13 paneles cada serie. Se instalarán, por tanto, un total de 51 ramas de 13 módulos en serie que harán un total de 663 módulos fotovoltaicos (99.450 Wp).

La disposición adoptada, según la marquesina y orden de norte a sur, será la siguiente:

- Marquesina número 1. Simple. 13 plazas. Ningún módulo a instalar.
- Marquesina número 2. Doble. 32 plazas (16+16). Módulos a instalar: 9 series de 13 paneles. Total, 117 paneles. (Series 1 a 9 del inversor número 1).
- Marquesina número 3. Doble. 34 plazas (17+17). Módulos a instalar: 9 series de 13 paneles. Total, 117 paneles. (Series 10 a 17 del inversor número 1 y serie 1 del inversor número 2).
- Marquesina número 4. Doble. 34 plazas (17+17). Módulos a instalar: 9 series de 13 paneles. Total, 117 paneles. (Series 2 a 10 del inversor número 2).
- Marquesina número 5. Doble, 34 plazas (17+17). Módulos a instalar: 9 series de 13 paneles. Total, 117 paneles. (Series 11 a 17 del inversor número 2 y series 1 y 2 del inversor número 3).
- Marquesina número 6. Doble, 30 plazas (15+15). Módulos a instalar: 8 series de 13 paneles. Total, 104 paneles. (Series 3 a 10 del inversor número 3).
- Marquesina número 7. Simple, 15 plazas. Módulos a instalar: 7 series de 13 paneles. Total, 91 paneles. (series 11 a 17 del inversor número 3).

Queda de esta manera la siguiente composición final:

- Módulos instalados: 663
 - Potencia instalada:
- Potencia pico instalada total: 99450 Wp (663 mód. x 150 Wp/mód.).
 - Potencia nominal (en inversores): 90 kW (3x30 kW)

En principio, no se disponen en la línea este-oeste de edificios colindantes que proyecten sombras sobre la ubicación de los paneles, por lo que la producción de energía eléctrica no se verá mermada por esta circunstancia. Así mismo, debido a que las marquesinas se disponen a la misma altura, la inclinación de estas es pequeña (5°) y la distancia entre ellas es lo suficientemente amplia, puede afirmarse que los efectos de sombra de una marquesina sobre otra serán nulos.

La instalación de los paneles se realizará mediante estructuras soporte sobre el mismo plano de las cubiertas, por lo que la inclinación sobre el plano horizontal será la misma que la de la cubierta sobre la que se disponga, es decir, 5°.

Los 99,45 KWp (90 KWe) del Parque Solar estarán formados por un único Campo Solar cuya potencia máxima de diseño pertenecerá a un único titular para mantener la posibilidad de obtener la mayor remuneración posible estipulada por el RD 436/2004.

En la tabla 2.1. puede observarse un resumen de la configuración y potencia de la instalación en su conjunto:

Tabla 2.1. Configuración y Potencia de la instalación.

PARQUE SOLAR	
Número de Campos Solares	1
Generador fotovoltaico	
Tipo de módulo	ATERSA A-150M
Potencia pico instalada por campo (Wp)	99.450
Número de módulos por campo	663
Potencia instalada en el Parque (Wp)	99.450
Número total de módulos	663
Inversores	
Tipo de inversor	ALTAIR/SOLEIL 30
Potencia en inversores por campo (kWe)	90
Número de inversores por campo	3 de 30 kWe
Potencia por inversor por campo (Wp)	99.450
Potencia total en inversores (kWe)	90
Número de inversores	3 de 30 kWe

2.4. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

El Parque Solar se compondrá de un total de 1 Campo Solar de 99,45 KWp (90 Kwe), formado por los siguientes sistemas principales:

- Generador fotovoltaico
- Sistema de inversión
- Estructuras de soporte
- Sistema eléctrico
- Sistema de monitorización

A continuación se describen cada uno de ellos.

2.4.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO ATERSA A-150M.

2.4.1.1. Generalidades

El generador fotovoltaico incluye una matriz de módulos solares que son los encargados de convertir la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Para el presente proyecto se ha seleccionado un módulo de silicio monocristalino marca ATERSA, modelo A-150M de 150 Wp.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsuladores utilizados en la fabricación de módulos, el Etileno-Vinil-Acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea de adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las incrementaciones meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

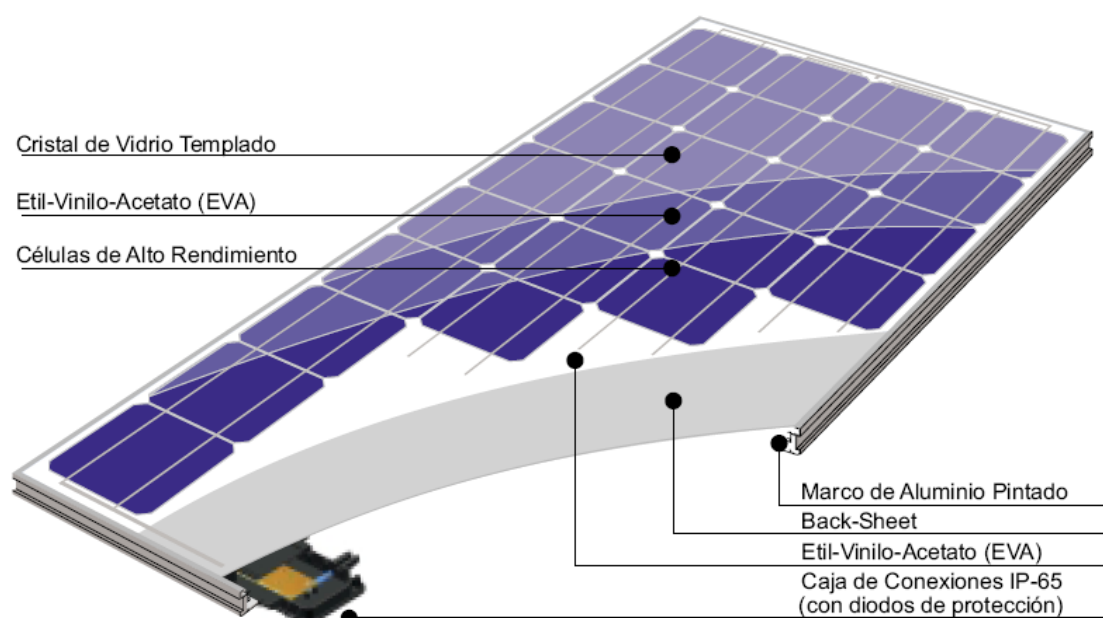
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictada por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos también sigue las directivas europeas 2004/108/CE, 2006/95/CE, la certificación TÜV Rheinland S Class II para su uso en sistemas de hasta 700V DC, y la IEC 61215 en todos sus puntos.

La caja de conexiones QUAD utilizada por ATERSA posee, además del certificado SK2, un grado de estanqueidad IP 65, que provee al sistema de un inmejorable aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. Así mismo, es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5 mm hasta 10 mm. Estos módulos son entregados con cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4 mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caída de tensión. Cumplen con todos los requerimientos Safety Class II (TÜV), tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables aptos para su uso en aplicaciones exteriores.

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-130M, A-140M, A-150M medidos en la salida de los conectores, al final del proceso de fabricación. Mediciones realizadas de acuerdo a ASTM E1036 corregidas a las condiciones normalizadas de: radiación 1KW/m, distribución espectral AM1.5 ASTM E892 y temperatura de célula 25°C.

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión. Las células en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las de condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento.

Tabla 2.2. Características módulos fotovoltaicos.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-130M	A-140M	A-150M
Potencia (W en prueba -2+5 %)	130 W	140 W	150 W
Número de células en serie	72	72	72
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	4,00 A	4,20 A	4,40 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	32,50 V	33,40 V	34,00 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	4,55 A	4,70 A	4,80 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	41,40 V	42,90 V	43,00 V
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	2,00 mA/°C	2,00 mA/°C	2,00 mA/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-194,40 mV/°C	-194,40 mV/°C	-194,40 mV/°C
Máxima Tensión del Sistema	700 V	700 V	700 V
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Dimensiones (mm.)	1618x814x35	1618x814x35	1618x814x35
Peso (aprox.)	14,80 Kg.	14,80 Kg.	14,80 Kg.
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C			
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.			

2.4.1.2. Especificaciones Técnicas

Se encuentra recogido en el Anexo B

2.4.2. SISTEMA DE INVERSIÓN

2.4.2.1. Introducción

La gama de inversores SOLEIL es la solución idónea para la inyección directa de energía en la red eléctrica trifásica convencional, producida por un generador fotovoltaico.

Los inversores SOLEIL emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia del panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

El equipo permite el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático se realiza constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien determina el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.



Figura 2.5. Inversor

La forma de onda de la corriente inyectada a la red eléctrica convencional es idéntica a la de tensión de salida, con un factor de potencia unitario en cualquier condición de funcionamiento.

Los inversores SOLEIL cumplen con la normativa CEI 11-20, puesto que disponen de aislamiento galvánico en la salida hacia la red trifásica, lo cual elimina la posibilidad de inyectar alguna componente de corriente continua hacia la red de distribución eléctrica.

El inversor dispone de un panel de control con display alfanumérico de tipo LCD y teclado que permite realizar la lectura y ajuste de los parámetros de funcionamiento del equipo, así como el tratamiento de los alarmas que se generen.

El equipo dispone de salidas auxiliares para la señalización remota de las alarmas o del estado del sistema.

La tecnología de control SOLEIL es de tipo PWM (Pulse Width Modulation) y los dispositivos semiconductores de potencia empleados son IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), los cuales permiten manejar potencias elevadas con un alto grado de robustez y fiabilidad.

2.4.2.2. Esquema del bloque del equipo

El inversor SOLEIL se compone de una serie de bloques conceptualmente independientes.

Cuando se conecta el inversor, en primer lugar se realiza una verificación de la red eléctrica (4) midiendo la tensión eficaz y la frecuencia. Si estos dos valores se encuentran dentro de un margen de valores adecuado, el inversor procederá a realizar una lectura de la tensión de entrada del generador fotovoltaico de forma periódica (1). Cuando la tensión de entrada del generador fotovoltaico es suficientemente elevada, se inicia el proceso de conversión de energía. Al iniciar el proceso de conversión de energía, en primer lugar el convertidor DC/DC (2) empieza a absorber energía desde el generador fotovoltaico y cuando la tensión en el bus de corriente continua alcanza el valor de ajuste durante aproximadamente 10 segundos, el convertidor DC/AC (3) arrancará y, después de conectarse a la red por medio de un relé de arranque, se inicia la inyección de energía en la red. El procedimiento anterior requiere de un tiempo aproximado de dos minutos para ser completado.

En este momento es cuando entra en funcionamiento el sistema de control (5), el cual se encarga de variar el punto de funcionamiento del convertidor DC/DC para que el sistema trabaje en todo instante en el punto que optimice al máximo la energía inyectada a la red. La precisión del seguidor de máxima potencia (MPPT) y el tiempo entre un punto de máxima potencia y el siguiente punto de búsqueda son parámetros que vienen configurados de fábrica.

Si en un instante dado la tensión del generador fotovoltaico desciende del valor mínimo admisible o la potencia inyectada a la red es excesivamente baja, el convertidor DC/DC pasará a modo de PAUSA por un periodo de 10 minutos, y al mismo tiempo se realizará la desconexión del inversor de la red. Al finalizar este periodo de 10 minutos, si las condiciones mínimas de puesta en marcha del equipo se verifican correctamente, se pondrá en funcionamiento el convertidor DC/DC repitiéndose la secuencia de arranque indicada anteriormente.

El equipo dispone además de una tarjeta interface (7) para comunicarse con el exterior y señalar el estado y las posibles alarmas que se hayan producido, así como un panel de usuario (6) y visualización de las señales características del sistema.

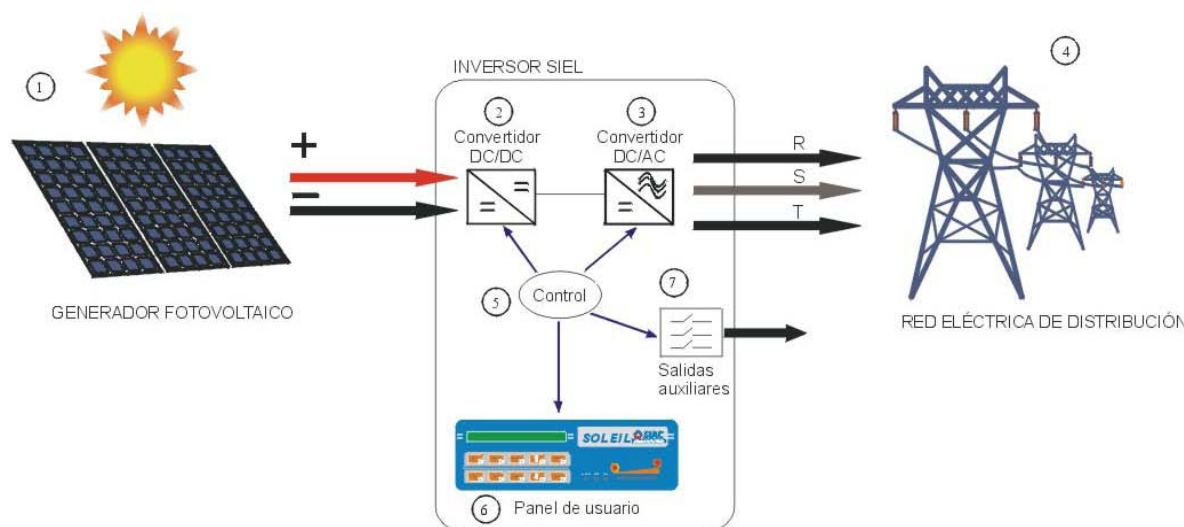


Figura 2.6. Esquema de los bloques del equipo.

2.4.2.3. Funcionamiento del equipo

El equipo dispone de un panel de usuario en el frontal que consta de un teclado de membrana y un display LCD alfanumérico que permite visualizar dos líneas de 40 caracteres cada una. Dispone además de 3 leds que informan del estado del equipo y de una barra de leds que indica el nivel de potencia instantánea que se está inyectando a la red.



Es necesario seguir todas las precauciones y advertencias indicadas en este manual, así como los pasos indicados en el apartado de instalación y puesta en marcha del equipo antes de poner el inversor en funcionamiento. Para realizar la puesta en marcha y paro del equipo emplearemos las teclas ON y OFF del panel de usuario, seguidas de la tecla ENTER.

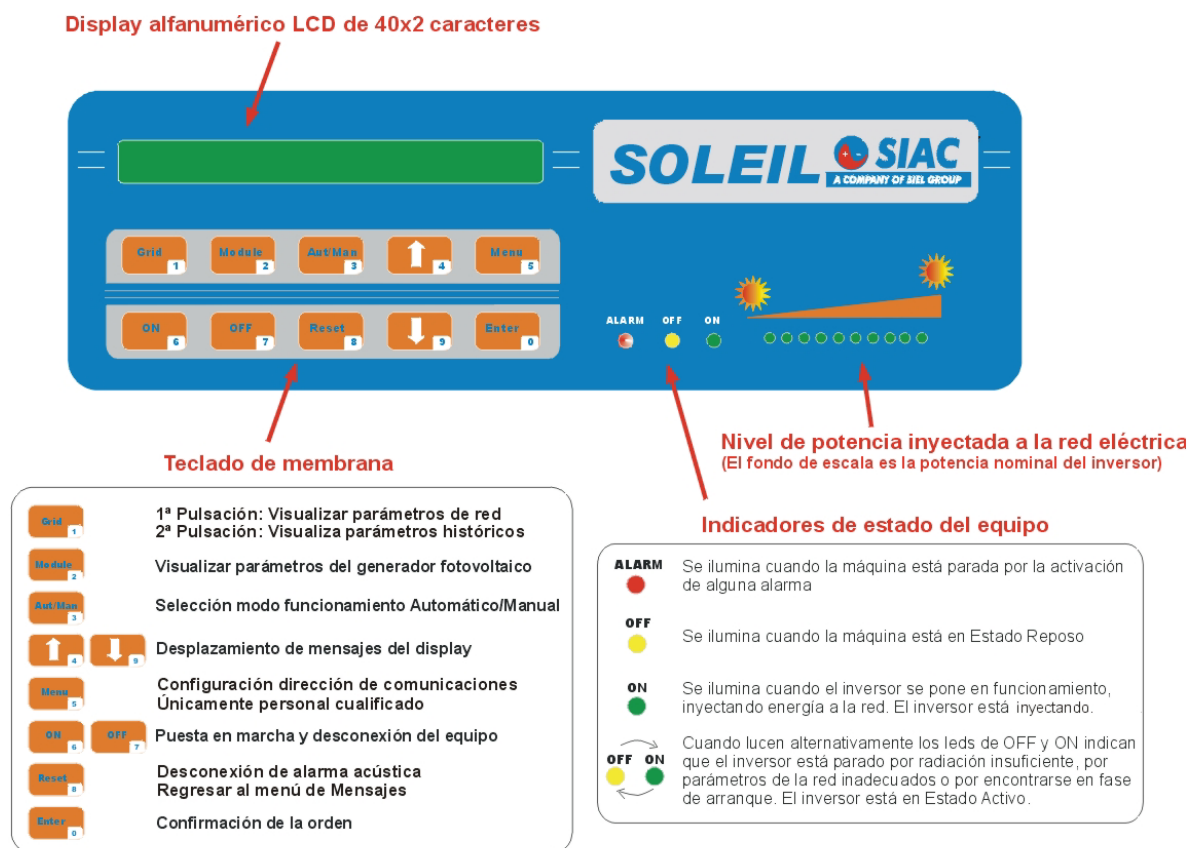


Figura 2.7. Display

2.4.2.4. Alarmas del equipo

Cuando se produce una alarma en el equipo, el zumbador se activa y el display del panel de control muestra un mensaje indicando qué alarma es la que se ha producido. Para desconectar el zumbador cuando se ha producido una alarma se debe pulsar la tecla RESET.

La siguiente tabla indica las posibles alarmas del sistema y su descripción.

Tabla 2.3. Alarmas del sistema

ALARMA	DESCRIPCIÓN
Sobretensión	Temperatura en el radiador superior a 75°C. Nueva reconexión a temperatura inferior de 65°C.
Comunicación IIC	Problemas de comunicación entre los microcontroladores internos.
Bloqueo por EPO	Relé EPO activo por Parada de Emergencia.
Desaturación convertidor DC/DC	Se ha activado una protección electrónica interna.
Corte rápido de corriente en convertidor DC/DC	Se ha activado una protección electrónica interna.
Sobretensión en convertidor DC/AC	Temperatura en convertidor DC/AC fuera de rango.
Pérdida de aislamiento	Fallo en el aislamiento del equipo.

En el caso de que varias alarmas se hubieran activado, en la pantalla del display aparecerá la que dispone de mayor prioridad. Es posible visualizar el resto de alarmas mediante las teclas de desplazamiento del teclado.

2.4.2.5. Protecciones del equipo

2.4.2.5.1. Relé de seguridad (EPO)

El inversor dispone de un dispositivo electrónico de seguridad (EPO, Emergency Power Off) que bloquea el funcionamiento de la máquina en el caso de que se produzca una emergencia. La activación del dispositivo se realiza de forma remota mediante un pulsador de Parada de Emergencia que disponga de un contacto normalmente cerrado. Dicho pulsador se conecta a los pines I1 y I2 del terminal M3 en la tarjeta interface. Una vez activado el dispositivo de seguridad, éste se encarga de mantener el bloqueo de la máquina aunque el pulsador de Parada de Emergencia remoto vuelva a su estado de reposo. Para restablecer el funcionamiento normal del inversor es necesario acceder al panel de conexiones del equipo y actuar sobre el interruptor de rearme PBI situado en la tarjeta de interface.

2.4.2.5.2. Sobrecargas y cortocircuitos

El equipo dispone de protección frente a eventuales sobrecargas o cortocircuitos que pudieran producirse en los terminales de entrada de las líneas de panel o en la salida de alterna del equipo. Al producirse dicha situación se parará automáticamente el equipo hasta que desaparezca la situación anómala.

2.4.2.5.3. Temperatura elevada

Si la temperatura del radiador del equipo supera los 75°C se actúa una protección que parará automáticamente el inversor. No se restablece el funcionamiento hasta que la temperatura alcance nuevamente un valor inferior a 65°C en el radiador.

2.4.2.5.4. Modo isla

Para evitar el funcionamiento del equipo en modo isla se dispone de un control de la tensión y la frecuencia de red, de modo que, en el caso de que estos valores se encontraran por fuera del margen adecuado, se realizaría la desconexión automática del inversor de la red de distribución.

El equipo permanecerá desconectado hasta que se restablezcan los parámetros adecuados de la red. La sensibilidad de esta protección garantiza el cumplimiento de la normativa vigente.

2.4.2.5.5. Instalación del equipo

Los inversores son equipos electrónicos sofisticados y deben ser tratados en consecuencia. Para la selección del lugar destinado a la instalación del inversor es muy importante considerar los siguientes aspectos:

- El local en que se ubique el equipo debe disponer de suficiente ventilación. (Ver gráfico 2.8. en la página siguiente).
- La instalación debe realizarse en lugares secos y protegidos de fuentes de calor y humedad. Exponer el inversor a goteras o proyecciones de agua es particularmente destructivo y potencialmente peligroso.
- El local no debe de contener polvo en suspensión que pueda afectar a la refrigeración del equipo.
- Lugar protegido de la intemperie.
- Temperatura ambiente entre -5° a +40°C.
- Humedad relativa del ambiente inferior al 90%

- El peso de la máquina carga sobre una pequeña superficie del suelo. El local escogido para instalar el equipo debe de admitir la carga del peso de la máquina.
- El equipo está preparado para ser elevado desde abajo mediante una carretilla elevadora tras desatornillar su parrilla frontal inferior. Algunos modelos se suministran con ruedas para facilitar la manipulación.

Respetar las distancias mínimas del equipo con los cerramientos, según se indica en el gráfico 2.8.:

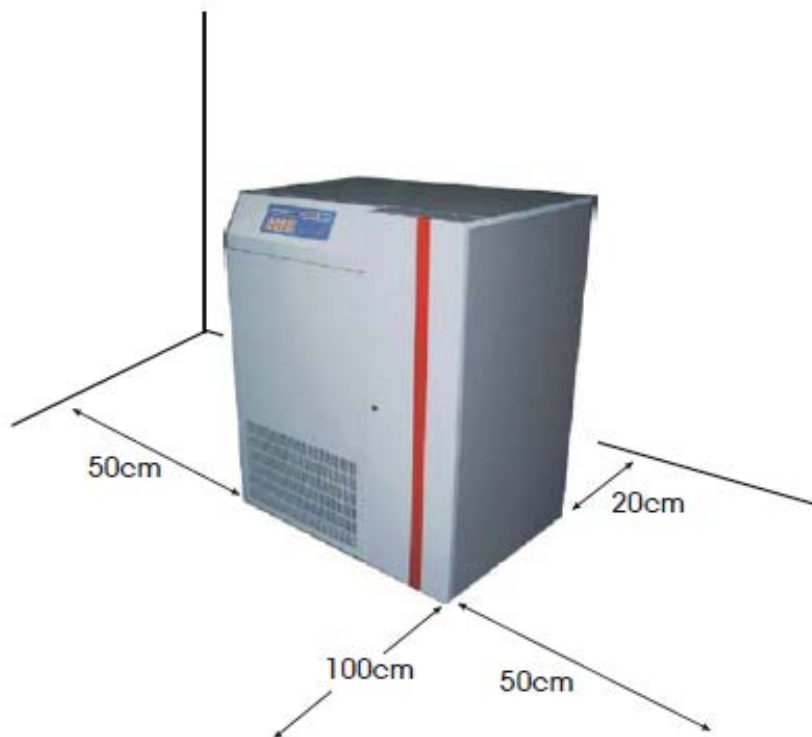


Figura 2.8. Gráfico del equipo



Para reducir al mínimo las posibilidades de accidente se aconseja seguir las siguientes advertencias de seguridad referentes al local en el que se instale el equipo:

Los muros, techos, suelo y todo aquello que se encuentre alrededor del inversor debe de estar fabricado con materiales no inflamables.

Evitar la presencia de limaduras de hierro, metales o polvo de origen metálico en el suelo alrededor de la máquina, para evitar que sean aspirados dentro del equipo y puedan producir eventuales averías.

Se recomienda la presencia de un extintor portátil en el local en el que esté ubicado el equipo.

2.4.2.6. Información Técnica del equipo.

Tabla 2.4. Información del equipo

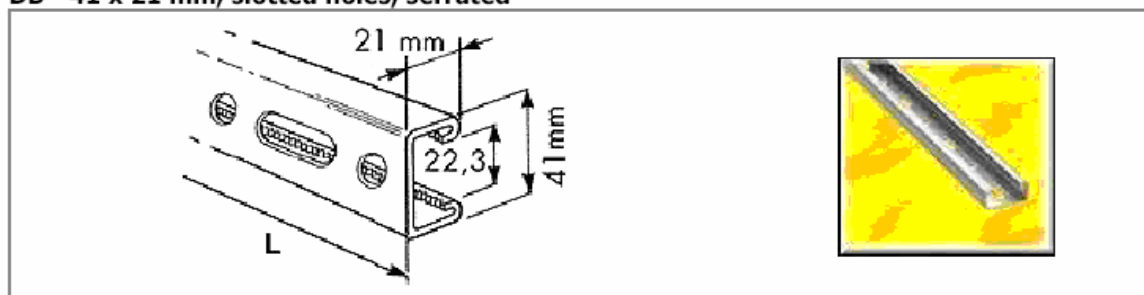
CARACTERÍSTICAS GENERALES									
Sistema de ventilación	Ventilación forzada								
Forma de onda	Sinusoidal pura								
Temperatura de funcionamiento	-5°C/+40°C								
Temperatura de almacenamiento	-20°C/+50°C								
CAMPO DE PANELES									
Potencia del inversor (KW)	10	20	30	40	60	100	200	320	400
Potencia del campo solar (KW)	12,5	25	37,5	50	75	125	250	400	500
Máxima tension nominal del campo (Vcc)	600					650			
Tensión mínima del campo en funcionamiento (Vcc)	200								
Máxima corriente del campo (A)	50	70	90	110	180	300	550	890	1100
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR									
Potencia nominal (KW)	10	20	30	40	60	100	200	320	400
Tensión nominal (V)	400								
Tensión mínima de funcionamiento	Vn -15%								
Tensión máxima de funcionamiento	Vn +10%								
Margen de frecuencia de funcionamiento	± 0,3Hz								
Factor de potencia	0,98 ... 1								
Distorsión de la intensidad con THD de red	3%								
Rendimiento con transformador de aislamiento	94%						95%		
Sistema de aislamiento	Transformador								
Protección de interferencia	Integrada								
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS									
Altura (mm)	1800					1400	2000		
Ancho (mm)	780					1100	1350		
Profundidad (mm)	800					800	1000		
Peso (Kg)	370	410	450	600	650	700	900	1300	1600
Grado de protección	IP 20					IP21			

2.4.3. ESTRUCTURA SOPORTE

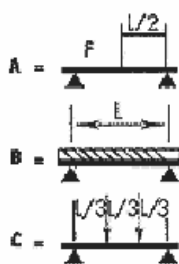
La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos será fija y consistirá en la fijación de perfiles galvanizados en caliente sobre la cubierta de las marquesinas, lo cual le confiere las características idóneas para su situación a la intemperie. Las características de la perfilería se muestran a continuación. Para garantizar la estanqueidad de la marquesina, se adoptarán en la zona de taladros (cogida perfiles – chapa cubierta marquesina), arandelas de neopreno.

Tabla 2.5. Estructura soporte

DB - 41 x 21 mm, slotted holes, serrated



Description	Part No.	L m	Protection	Pack
DB30-1	310240	3	1	1
DB60-1	310250	6	1	1
DB30-2	310260	3	2	1
DB60-2	310270	6	2	1
DB30-3	310280	3	3	1
DB60-3	310290	6	3	1



Length	>A	B	C
500	121	242	91
1000	60	120	45
1500	39	78	30
2000	29	57	22
3000	18	35	14
6000	5	10	4

Sobre los perfiles antes descritos, se anclarán los módulos fotovoltaicos mediante las grapas de cogida cuyas especificaciones técnicas y de montaje se describen en el Anexo B.

2.4.4. SISTEMA ELÉCTRICO

Se instalará un sistema eléctrico que tendrá como funciones gestionar la energía producida en la planta para su inyección en la red y abastecer los consumos internos.

El sistema eléctrico constará de los siguientes elementos principales:

- Circuito de evacuación de energía
- Circuito para consumos auxiliares
- Medida de energía y protecciones
- Sistema de puesta a tierra
- Centro de Transformación e Importación/Exportación de energía eléctrica
- Línea eléctrica desde el centro de transformación hasta el punto de conexión con la red

2.4.4.1. Circuito para evacuación de energía

Los módulos fotovoltaicos producen energía eléctrica en forma de corriente continua. Cuentan con una caja de conexión con dos terminales, positiva y negativa. Para conectar los módulos en serie y alcanzar la tensión de trabajo del inversor se realiza un puente entre el terminal positivo de uno y el negativo del siguiente, sucesivamente. Para esto se utilizan los latiguillos de los que viene provisto cada módulo, y que parten de la caja de conexiones.

Los cables de cierre de las series de paneles correspondientes a los circuitos de continua se alojarán en una bandeja metálica instalada anexa a la estructura soporte y dispondrá de una tapa para proteger y dificultar el acceso a los conductores. Se utilizarán conductores RV-K 0,6/1 KV, con secciones adecuadas para evitar tanto calentamientos que dañen el aislamiento como caídas de tensión por encima de los límites fijados por el reglamento y recomendaciones existentes a tal efecto. Cada serie formada por 13 paneles dispondrá, a pie de estructura de 1 seccionador, lo cual facilitará la detección de fallos, así como las labores de mantenimiento y la reparación o sustitución de módulos.

La agrupación y unificación eléctrica de las 51 series de 13 módulos se realizará en el Centro de Inversores mediante las denominadas cajas de seccionamiento, que dispondrá nuevamente de un seccionamiento para cada serie, se concentrarán las 51 series y de ella partirá una única conexión al inversor asociado.

2.4.4.2. Circuitos para consumos auxiliares

Se instalarán circuitos independientes a los de evacuación de energía que alimentarán los consumos propios del parque solar, que se limitarán principalmente a la iluminación de los Centros Inversores, dotación de tomas de corriente para servicios auxiliares e instalación de extractores de aire o aires acondicionados al objeto de mejorar la ventilación de los Centros Inversores y, por consiguiente, aumentar el rendimiento y la eficiencia de los inversores.

Así, pues, se instalará para el campo solar, un monolito que albergará los equipos de medida y cajas generales de protección para las alimentaciones de servicios auxiliares del Centro Inversor, evitándose, de este modo, la alimentación de los mismos a través de la conexión eléctrica de generación ya que resultaría un consumo económicamente caro al no poderse facturar la energía que se consumiera para los servicios auxiliares.

2.4.4.3. Medida de energía y Protecciones

Los contadores de energía instalados cumplirán todo lo recogido en la ITC-BT-16 y en el RD 1663/2000.

Se instalará en Baja Tensión un contador trifásico bidireccional por cada Campo Solar, por lo que se tendrán diez equipos tarificadores, de medida indirecta para este caso, ajustados a la normativa metrológica vigente y cuya precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la clase de precisión 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, del 28 de Marzo.

Cada contador incorporará las funciones de:

- *Maxímetro*: incorporada dentro de la misma caja del contador. Registra el valor máximo de las potencias activas generadas y consumidas con su fecha y hora, el valor de sobrepasamiento de la potencia contratada y el número de veces que se supera ese valor.
- *Registrador*: incorporada dentro de la caja del contador, con las características que se requieren en el reglamento de Puntos de Medida (R.D. 1110/2007).
- *Tarificador*: sistema tarifario de 9 tarifas por contrato (3 contratos independientes y segregados). Calendario de días ordinarios y especiales totalmente programable, además, posibilidad de cierre de los tramos de facturación, ofreciéndose la posibilidad de configurar las fechas de los mismos o de llevarlos a cabo de manera manual a través de los canales de comunicaciones o mediante un pulsador bajo la tapa precintable por la compañía. Funciones de Tarificación de Acceso de Redes para peajes, según Decreto 1634/2006.

Además, se prevé un contador común independiente para facturación por parte de la Compañía suministradora, de aquellos consumos asociados a los servicios auxiliares antes descritos.

La instalación constará con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de las personas así como evitar daños en los equipos en caso de fallos en el sistema. Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, así como con el Reglamento Electrónico de Baja Tensión.

Dentro del circuito de evacuación de energía debe distinguirse entre la parte de corriente continua y la de corriente alterna. A continuación se describen las protecciones en cada uno de los circuitos.

Circuito de corriente continúa:

- *Protección contra cortocircuitos:* la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito. Pero para el inversor sí puede serlo, de modo que se instalará un fusible de amperaje adecuado en cada polo del generador fotovoltaico.
- *Protección contra sobrecargas:* el propio fusible mencionado en el apartado anterior protegerá el circuito frente a sobrecargas. Para ello será del tipo gG y contará con la función adicional de facilitar las tareas de mantenimiento.
- *Protección contra contactos directos e indirectos:* el generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra.

Para evitar la situación de riesgo que comporta este último caso se exigirá aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.

Éstas últimas, contarán además con llave y estrán dotadas de señales de peligro eléctrico.

El inversor cuenta con un relé de salida de actuación en caso de fallo en el aislamiento. Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

- *Protección contra sobretensiones:* integrada en el inversor. Se contará además con varistores que derivarán a tierra cualquier sobretensión que se presente.
- *Protección contra polarización inversa:* integrada en el inversor.

Circuito de corriente alterna:

- *Protección contra cortocircuitos y sobrecargas:* el propio inversor cuenta con protecciones ante cortocircuitos y sobrecarga integradas. Además de estas, se instalarán interruptores manuales de corte en carga en el armario que se prevé en cada Centro Inversor que servirá para unificar las corrientes alternas suministradas por cada uno de los Inversores. Por último, en el cuadro de salida de cada Campo Solar que se ubicará en un lugar accesible por la Compañía suministradora y embebido en un monolito que se construirá para tal efecto, se instalará un interruptor magnetotérmico con protección diferencial de tipo C tetrapolar además de un interruptor general con accionamiento manual en cabecera de cada uno de los Campos Solares al objeto de dar cumplimiento al RD 1663/2000.
- *Fallos a tierra:* se instalará, como se ha dicho anteriormente, protección diferencial conjuntamente al interruptor automático magnetotérmico previsto en el cuadro de salida, para así poder actuar en caso de derivaciones de corriente en este circuito.
- *Desequilibrios de red:* se contará con un interruptor automático de interconexión para operaciones de desconexión-conexión de la instalación en caso de desequilibrios de tensión o frecuencia en la red, con un relé de enclavamiento. Este interruptor permitirá también la desconexión manual. Este sistema estará integrado en el inversor. El interruptor de interconexión facilitará la protección anti-isla, que evita el funcionamiento de la instalación si no está conectada a red.
- El inversor asegura además la separación galvánica entre la red de distribución de baja y la instalación fotovoltaica (módulos e inversor propiamente dicho), por medio de un transformador de aislamiento incorporado en la misma caja.
- Además, cada inversor incluye un magnetotérmico de entrada (de panel) y otro de salida (de red), lo cual permite, en caso de parada, poder realizar una desconexión total del equipo. Aparte, tal y como ha quedado mencionado, también dispondremos de los interruptores manuales de corte en carga en las cajas de agrupación de corriente alterna, asegurándose las conexiones-desconexiones en caso de fallo o imposibilidad de poder ser realizado por el inversor y aumentándose así las garantías y fiabilidad de la instalación.

2.4.4.4. Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación se regirá por lo especificado en el RD 1663/2000 y el RD 661/2007.

La parte de corriente continua permanecerá sin conexiones a tierra, es decir, en modo flotante. Se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante un aislamiento de clase II o doble aislamiento de equipos.

La parte de corriente alterna, separada galvánicamente de la parte de continua, tendrá una toma de tierra para posibilitar el funcionamiento del interruptor diferencial. Consistirá en una red subterránea de conductor desnudo con picas distribuidas. Se conectarán las partes metálicas de la instalación tales como la propia estructura soporte de los paneles, los marcos de los paneles o la carcasa del inversor. Esta tierra nunca coincidirá con la tierra de la instalación de suministro eléctrico de la compañía distribuidora.

En resumen, se dispondrán las siguientes puestas a tierra:

- Puesta a tierra de la estructura metálica de soportación de los paneles y marquesinas mediante conexión de esta a picas en arquetas apropiadas de polipropileno anexas a la estructura.
- Red de tierras general que discurrirá por la canalización metálica prevista a lo largo de todas las estructuras. Esta se interconectará a todas las estructuras mediante latiguillos.
- Red de tierras general exterior a cada uno de los Centros Inversores formada mediante anillo y picas en sus extremos. A ésta se interconectará la red general de tierras antes descrita así como la red de tierras de inversores y todas las partes metálicas de los equipos que se ubicarán en el interior del Centro de Inversores.
- Por último, todas las redes de tierra generales exteriores de los Centros Inversores se interconectarán entre sí y estas a su vez con los cuadros de salida.

Por tanto, tal y como ha quedado descrito, dispondremos de un mallado para la red de tierras de la instalación.

2.4.4.5. Centro de Transformación e Importación/Exportación de Energía, si procede.

La evacuación a la red de la energía producida se realizará a través del punto de conexión que se acordó con lo indicado y dispuesto por la compañía distribuidora, bien en baja tensión, bien en media tensión, tal y como se determine en su momento, ya que actualmente no se encuentra definido.

En el caso de optarse por realizar la evacuación en media tensión, la energía producida por el generador solar será conducida mediante la red interna del Parque hasta el denominado Centro de Transformación y Exportación de Energía existente. En este punto se elevará la tensión hasta adecuarla al nivel de la línea de la compañía distribuidora.

De conformidad con la Disposición Transitoria Tercera del RD 661/2007, del 25 de Mayo, la potencia máxima total de las instalaciones productoras conectadas a una misma subestación MT-BT no podrá ser superior al 50% de la potencia de transformación de dicha subestación, ni podrá superar el 50% de la capacidad, en términos de potencia, de la línea que alimenta a la estación o estaciones de transformación de dichas instalaciones productoras. Por ello, en el caso de que la evacuación se realizará a través del Centro de Transformación, éste deberá estar dimensionado al menos para el doble de la potencia a instalar en el Parque Solar. En consecuencia, al disponerse de un total de 90KW eléctricos en inversores, y ser el factor de potencia la unidad para la conversión de c.c. en c.a. en este tipo de equipos. Deberá disponerse en transformación de, al menos, **90KWx2=180KVAx2=180KVA**.

En el caso de realizarse la evacuación en baja tensión, también son de aplicación las consideraciones antes efectuadas en cuanto a potencia mínima de diseño de la línea de evacuación.

En cualquier caso, la potencia libre disponible en el punto de evacuación deberá ser tal que permita, en primer lugar, la inyección y evacuación de la potencia generada por el campo solar, y, en segundo lugar, se capaz de transportar, al menos, el doble de la potencia generada por el campo solar.

2.4.5. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El objetivo es monitorizar el estado de las plantas solares fotovoltaicas, mediante un sistema global, el cual permite realizar estudios de la producción de los campos, de un modo individual (por cada inversor) o conjunta (por cada grupo de inversores totalmente configurable). Permite la consulta del histórico de datos y tratamiento predictivo de las plantas fotovoltaicas (estudios de la evolución de la producción) que permita detectar diferencias de producciones y por tanto posibles defectos en alguna instalación (panel fotovoltaico, inversor, etc).

Permitirá también la elaboración de estadísticas (comparativas) de las producciones de distintos inversores (o grupos de inversores) en diferentes escalas de tiempo y la generación de la facturación individual de la energía cedida por cada inversor (o grupo de inversores) de cada uno de los campos.

Para la adquisición de datos, se requiere de un Sistema de Adquisición de Datos conexión red-PC 100KW. Este equipo está formado por:

- A. Caja de comunicación
 - A. Software para la adquisición de los datos en el PC
 - B. Dos sondas de temperatura
 - C. Una célula calibrada
 - D. Armario de Conexiones a Red con Contador Trifásico con emisor de impulsos libre de potencial

Las características técnicas de los componentes que forman parte del sistema de adquisición de datos conexión red-PC son:

- A. Caja de comunicación
 - a. 1 circuito concentrador de comunicaciones
 - b. Transformador (alimentación del circuito concentrador de comunicaciones)
 - c. Salida RS-232 para comunicación con el ordenador
 - d. Todo ello, dentro de una caja de poliéster de dimensiones aproximadas 315x245x115 mm

B. Software para la adquisición de los datos en el PC

El programa es capaz de recoger y guardar los datos siguientes:

- a. Radiación solar en W/m^2 (RadW/m²)
- b. Temperatura 1 en °C (11)
- c. Temperatura 2 en °C (12)
- d. Potencia entregada a la red (Red(WAC))

El programa permite al usuario definir el periodo de tiempo en el que se repite la adquisición de los datos (1 minuto, 5 minutos,...).

III. Estudio de parámetros y viabilidad

3.1. PRODUCCION ELÉCTRICA

Varios son los motivos por los cuales un sistema fotovoltaico no tiene un rendimiento del 100%. Por lo tanto, la potencia real que tendrá el sistema en funcionamiento podrá ser menor que la teórica.

Los principales motivos que pueden afectar al rendimiento son:

- Rendimiento del campo fotovoltaico.
 - Rango de potencia del módulo.
 - Dispersión de parámetros entre módulos.
 - Efecto de la temperatura
 - Pérdidas por suciedad.
 - Pérdidas por inclinación, acimut y sombras.
 - Degradación fotónica.
- Rendimiento del inversor.
- Pérdidas de conexionado y elementos de protección.

3.1.1. RENDIMIENTO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Rango de potencia del modulo

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas.

Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series. Como nuestros módulos garantizan una potencia real en un rango igual a +5% / -2% de la nominal, las posibles pérdidas por dispersión de potencia podemos estimarlas en un 1%.

Dispersión de parámetros entre módulos

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos, por lo cual al conectarlos en serie tenemos una pérdida que podemos estimar en un 1%.

Efecto de la temperatura

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + linc (Wm^2) \times (TONC (^{\circ}C) - 20) / 800$$

siendo:

T_c → Temperatura real de trabajo de la célula

T_{amb} → Temperatura ambiente

$linc$ → Irradiancia

$TONC$ → Temperatura de Operación Normal de la Célula, que es de 47 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 Wm², a una temperatura ambiente de 20°C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos una célula de unos 58,75 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor I_{cc} (muy ligeramente).

Pérdidas por suciedad sobre los módulos

Con un mantenimiento adecuado de la instalación las pérdidas por suciedad en los módulos no tienen por que superar el 1%, salvo condiciones extremas que serán consideradas en cada caso.

Pérdidas por inclinación, azimut y sombras

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra. Lo deseable será que estas pérdidas sean 0%.

Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez al panel fotovoltaico, y es aproximadamente igual al 1%.

3.1.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Es evidente que un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento, que podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc).
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (cables, bobinas, resistencias, etc).

En nuestro caso, el rendimiento medio podemos cifrarlo en un 90%.

3.1.3. PERDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Son las pérdidas debidas a los elementos de protección como fusibles, interruptores, disyuntores y bornas de conexión, y las debidas a las caídas de tensión y calentamiento de los conductores, etc. Se pueden cifrar aproximadamente en un 1,5%, de acuerdo a lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

3.1.4. TABLA DE PRODUCCIÓN

A continuación, presentamos los datos correspondientes al balance energético correspondiente a la instalación estudiada, en el cual puede observarse la producción eléctrica estimada.

La estimación de producción se realiza en base a una serie de datos de partida tales como radiación, inclinación, ubicación del emplazamiento (latitud), etc, y lo que es más importante, en base a parámetros y especificaciones reales de los equipos implicados (paneles e inversores).

Las coordenadas geográficas del emplazamiento son las presentadas en la tabla 4.1.4.1.y 4.1.4.2.:

Tabla 3.1. Latitud y longitud

LAT	27°	56′	52,6″	N
LONG	15°	23′	8,5″	O

Tabla 3.2. Coordenadas geográficas

UTM-X	462.059
UTM-Y	3.091.495
HUSO	28

Los datos de radiación solar empleados han sido los proporcionados por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) para la localización del emplazamiento. El Instituto Tecnológico de Canarias clasifica la zona del Aeropuerto de Gran Canaria como zona C, una de las 7 zonas en las que clasifica y zonifica en cuanto a radiación incidente la geografía de las Islas Canarias. Por tanto, el ITC, divide cada isla en una serie de zonas, denominadas A, B, C, D, E, F, o G, representando cada una de ellas una zona de determinada radiación solar. A esta representación la denominada Mapa Solar de las Islas Canarias.

Para elaborar este mapa, se cuentan en las islas con 20 estaciones de medición, que, según menciona expresamente el ITC, no siempre es posible mantenerlas operativas al 100% dadas las dificultades añadidas por la geografía de las islas. Además, se indica que esto, unido a que no exista un historial con suficientes años de registro como para certificar su validez, ni suficientes estaciones para que cubran la total variedad de climas que existen en las islas, crea al ITC un vacío técnico que tienen que llenar con datos aproximados, producto de cálculos medios de las 20 estaciones disponibles.

A continuación se muestra la clasificación de la isla de Gran Canaria en función de la radiación solar:

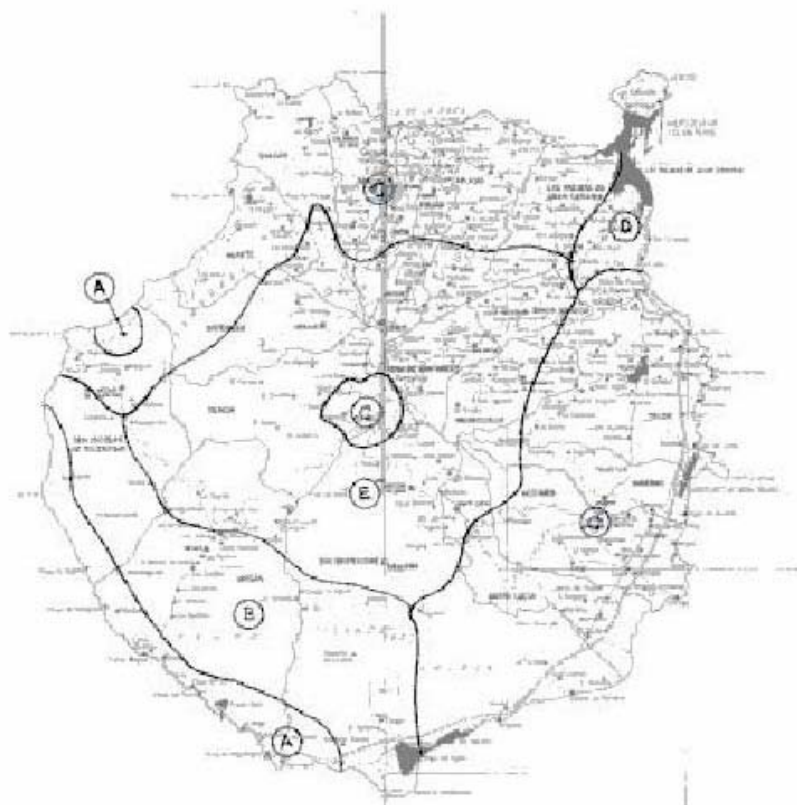


Figura 3.1. Clasificación solar.

Los datos de radiación solar que finalmente emplearemos en los cálculos serán los siguientes:

Tabla 3.3. RADIACIÓN INCIDENTE Kwh (m2 DIA) SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO	TOTAL
3,02	3,76	5,11	6,07	7,23	7,45	8,24	7,48	5,96	4,55	3,04	2,61	5,38	1.966,60

Fuente: INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS

Localidad: AEROPUERTO DE GRAN CANARIA, TELDE, GRAN CANARIA

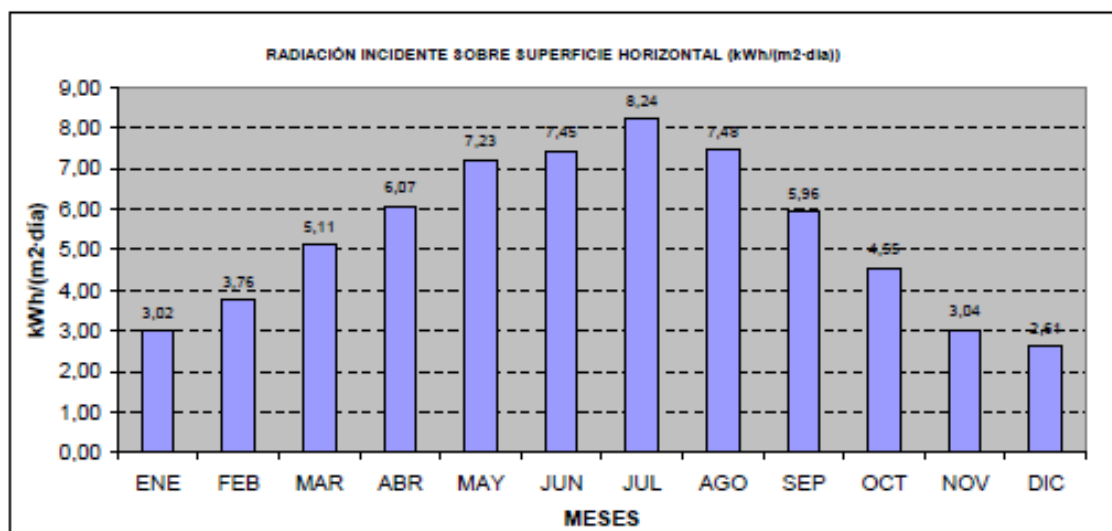


Figura 3.2. Radiación incidente sobre la superficie horizontal

De acuerdo con los datos de radiación suministrados por el ITC y las formas de cálculo y procedimientos de cálculo y diseño especificados en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, rev. Octubre 2002 del IDAE, se obtiene la tabla de producción mostrada a continuación.

Tabla 3.4. Instalación de conexión. Balance energético

INSTALACIÓN DE CONEXIÓN A RED. BALANCE ENERGÉTICO. SISTEMA ESTRUCTURA FIJA.													
CUBIERTA NUEVAS MARQUESINAS DEL APARCAMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL EN GANDO. AEROP. DE GRAN CANARIA.													
MESES	NÚM. DÍAS	Radiación global incidente sobre superficie horizontal		Radiación global incidente sobre el plano del generador			Potencia pico:		99,450 kWp				
							Energía eléctrica						
							Nominal (teórica)		PR	Pérdidas		Inyección a Red	
		(kWh/día)	(kWh/mes)	(kWh/d)	(kWh/mes)	(kWh/d)	(kWh/mes)						
Enero	31	3,02	93,7	1,0585	3,20	99,2	318,24	9.865,4	0,7453	81,07	2.513,08	237,17	7.352,36
Febrero	28	3,76	105,2	1,0463	3,93	110,1	391,05	10.949,4	0,7356	103,40	2.895,07	287,66	8.054,37
Marzo	31	5,11	158,5	1,0263	5,25	162,7	521,95	16.180,5	0,7405	135,44	4.198,64	386,51	11.981,88
Abril	30	6,07	182,2	1,0113	6,14	184,3	610,95	18.328,6	0,7318	163,83	4.914,85	447,13	13.413,78
Mayo	31	7,23	224,1	0,9970	7,21	223,4	716,68	22.217,1	0,7176	202,39	6.274,06	514,29	15.943,07
Junio	30	7,45	223,6	0,9894	7,37	221,2	733,28	21.998,3	0,7173	207,33	6.219,80	525,95	15.778,54
Julio	31	8,24	255,4	0,9918	8,17	253,3	812,60	25.190,7	0,7114	234,51	7.269,67	578,10	17.921,01
Agosto	31	7,48	231,9	1,0058	7,52	233,2	748,12	23.191,7	0,7171	211,67	6.561,87	536,45	16.629,87
Septiembre	30	5,96	178,8	1,0225	6,09	182,8	605,98	18.179,5	0,7233	167,70	5.031,11	438,28	13.148,35
Octubre	31	4,55	141,2	1,0414	4,74	147,0	471,59	14.619,2	0,7399	122,66	3.802,41	348,93	10.816,74
Noviembre	30	3,04	91,1	1,0518	3,19	95,8	317,58	9.527,3	0,7381	83,17	2.495,16	234,41	7.032,15
Diciembre	31	2,61	81,0	1,0507	2,75	85,1	273,01	8.463,2	0,7443	69,80	2.163,77	203,21	6.299,42
TOTAL	365	1.966,6		1,0160		1.998,1	198.711,0		0,7265	54.339,5		144.371,6	
PROMEDIO	30,4	5,39				5,47	544,41			148,9		395,5	

PROD. TOTAL ANUAL	144.371,6 kWh/año
RATIO INSTALACIÓN	1.451,7 kWh/kWp

Gráficamente, las radiaciones incidentes diarias medias y total mensual, tanto sobre el plano horizontal como sobre el plano móvil del generador pueden observarse a continuación:

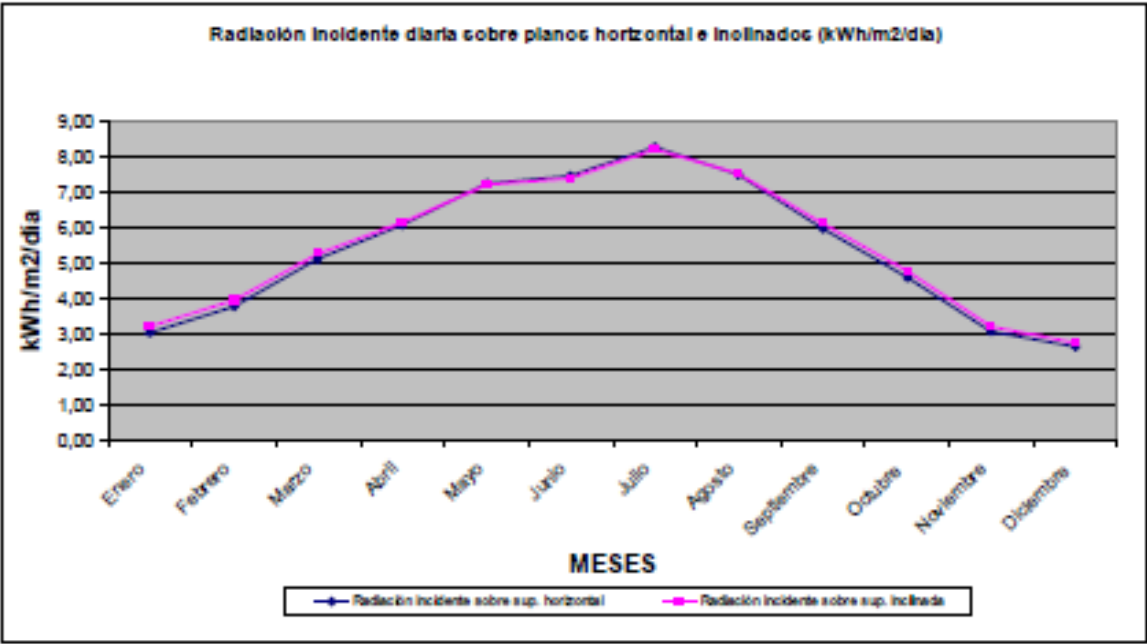


Figura 3.3. Radiación incidente diaria

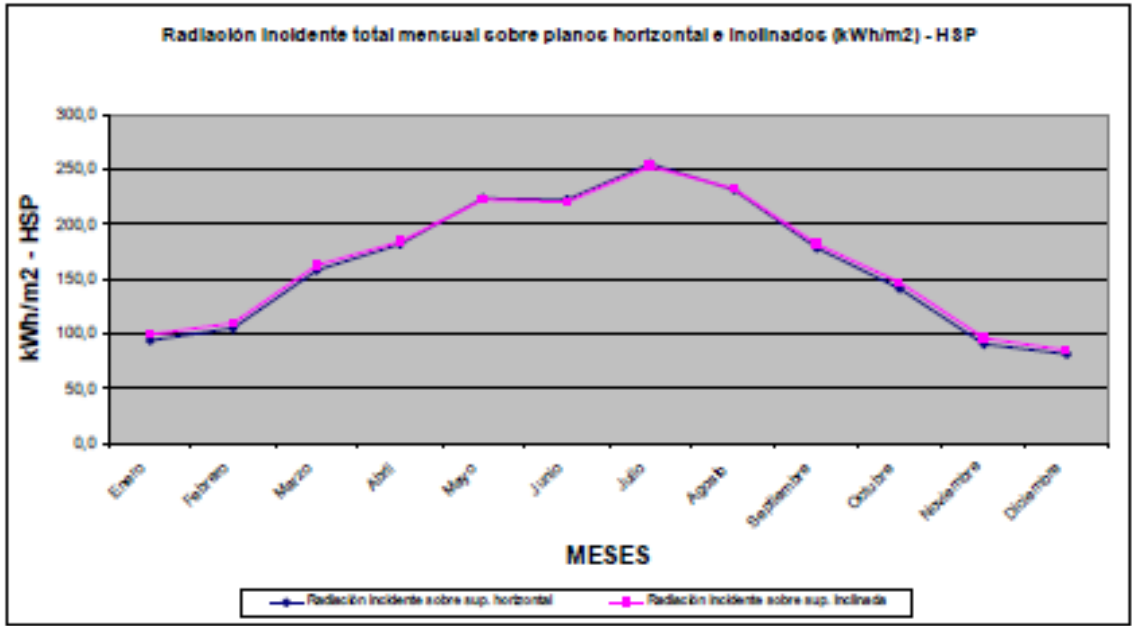


Figura 3.4. Radiación incidente mensual

En cuanto a la evolución de la energía generada por el sistema fotovoltaico, pérdidas y energía finalmente inyectada a la red, puede observarse en el siguiente gráfico:

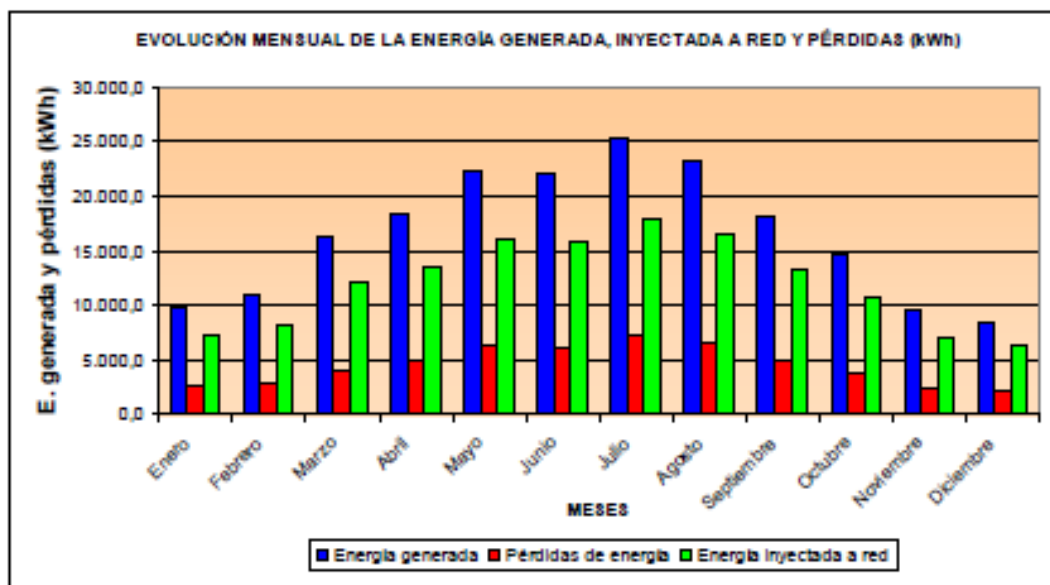


Figura 3.5. Evolución mensual de la energía

Finalmente, la evolución mensual del “Performance Ratio”, PR queda gráficamente como sigue:

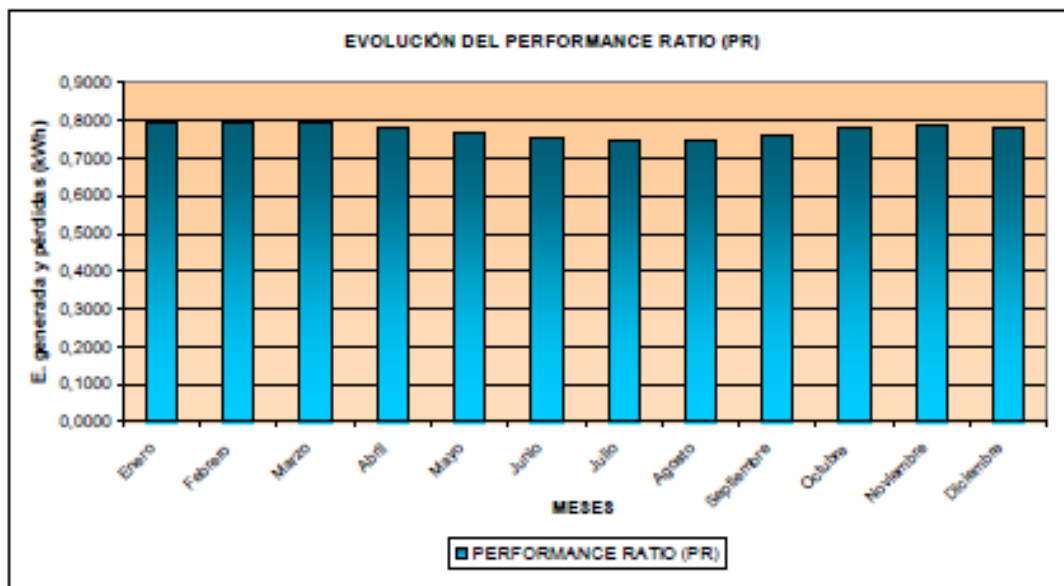


Figura 3.6. Performance Ratio

El balance de energías quedaría del siguiente modo:

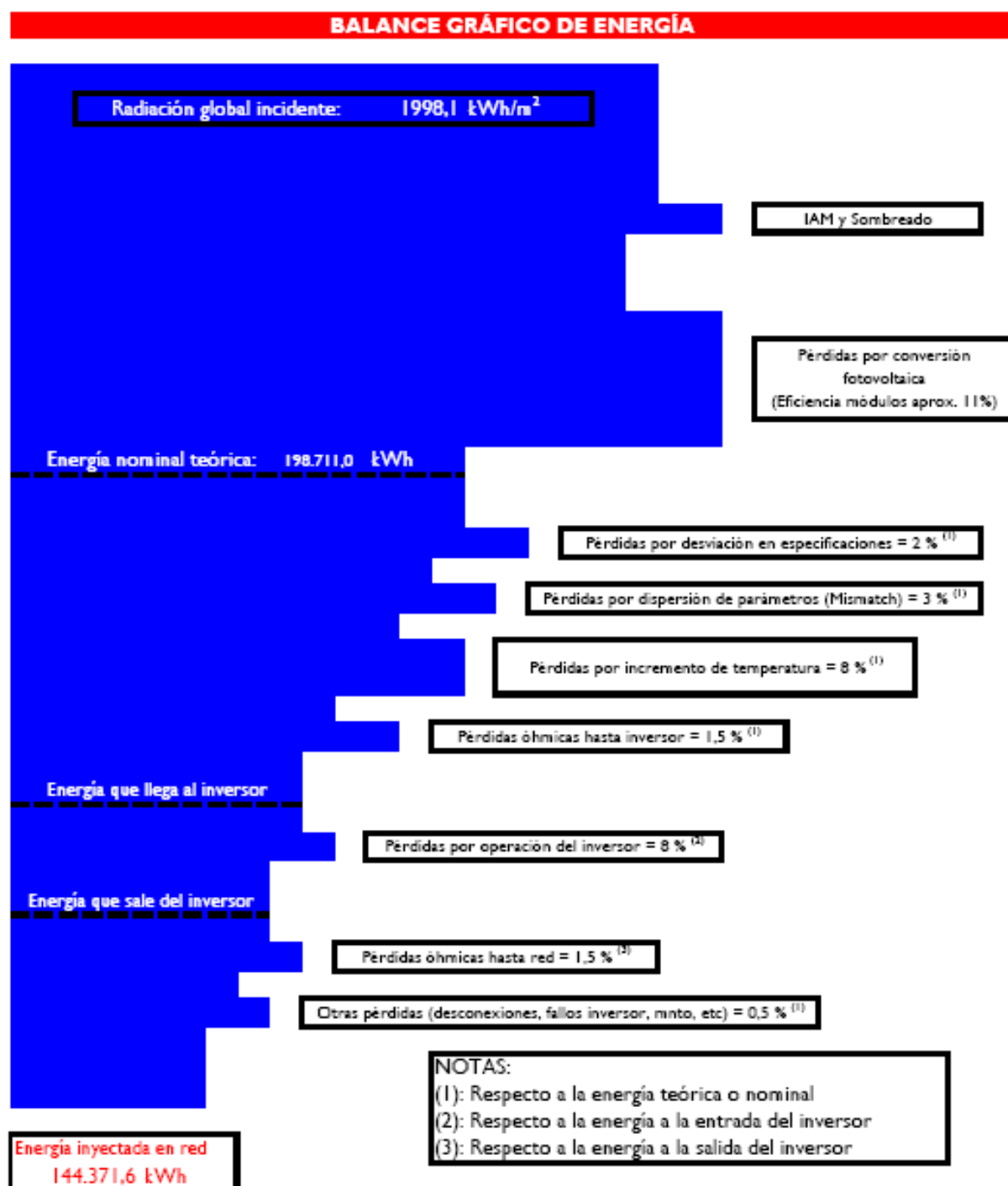


Figura 3.7. Balance de energía

3.2. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

3.2.1. CARGA DE VIENTO

La distribución y el valor de las presiones que ejerce el viento sobre una estructura y las fuerzas resultantes dependen de la forma y de las dimensiones de la construcción, de las características y de la permeabilidad de su superficie, así como de la dirección, de la intensidad y del racheo del viento.

3.2.1.1. ACCIÓN DEL VIENTO

La acción de viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, q_e puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

siendo:

q_b : la presión dinámica del viento. De forma simplificada, como valor en cualquier punto del territorio español, puede adoptarse 0,5 kN/m².

Pueden obtenerse valores más precisos en función del emplazamiento geográfico de la obra: el valor básico de la velocidad del viento en cada localidad puede obtenerse del mapa de la figura siguiente. El de la presión dinámica es, respectivamente de 0,42 kN/m², 0,45 kN/m² y 0,52 kN/m² para las zonas A, B y C de dicho mapa.



Figura 3.8. Velocidad del viento

ce: el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción. Se determina de acuerdo con lo establecido en 3.5.

cp: el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión. Su valor se establece en 3.6.

3.2.1.2. COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN

1. El coeficiente de exposición tiene en cuenta los efectos de las turbulencias originadas por el relieve y la topografía del terreno. Su valor se puede tomar de la tabla siguiente, siendo la altura del punto considerado la medida respecto a la rasante media de la fachada a barlovento.

2. En el caso de estructuras situadas en las cercanías de acantilados o escarpas de pendiente mayor de 40°, la altura se medirá desde la base de dichos accidentes topográficos.

Tabla 3.5. Coeficiente de exposición

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,2	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

3.2.1.3. COEFICIENTE EÓLICO DE CONSTRUCCIONES DIÁFANAS

1. En construcciones diáfanas la acción de viento debe individualizarse en cada elemento de superficie exterior.

2. Para el análisis global de la estructura, bastará considerar coeficientes eólicos globales a barlovento y sotavento, aplicando la acción de viento a la superficie proyección del volumen edificado en un plano perpendicular a la acción de viento. Como coeficientes eólicos globales, podrán adoptarse los de la siguiente tabla.

Tabla 3.6. Coeficiente eólico

	Esbeltez en el plano paralelo al viento					
	< 0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	≤ 5,00
Coeficiente eólico de presión, c_p	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Coeficiente eólico de succión, c_s	-0,3	-0,4	-0,4	-0,5	0,6	0,7

3.2.1.4. RESULTADOS

Para el estudio de cargas de viento en Gran Canaria, con un $q_b = 0,5 \text{ kN/m}^2$, un $c_e = 2,1$ y un $c_p = 0,8$; resulta una carga de viento $q_e = 0,84 \text{ kN/m}^2$.

$Q_e = 10,5 \text{ kN por plaza de aparcamiento}$

$Q_e = 2016 \text{ kN en total}$

3.2.2. CARGAS DE NIEVE

1. La distribución y la intensidad de la carga de nieve sobre una cubierta, depende del clima del lugar, del tipo de precipitación, del relieve del entorno, de la forma de cubierta, de los efectos del viento, y de los intercambios térmicos en los paramentos exteriores.
2. Los modelos de carga de este apartado sólo cubren los casos del depósito natural de la nieve. En cubiertas accesibles para personas o vehículos, deben considerarse las posibles acumulaciones debidas a redistribuciones artificiales de la nieve. Asimismo, deben tenerse en cuenta las condiciones constructivas particulares que faciliten la acumulación de nieve.

3.2.2.1. DETERMINACIÓN DE LA CARGA DE NIEVE

1. En estructuras ligeras, sensibles a carga vertical, los valores pueden obtenerse como se indica a continuación.
2. Como valor de carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal, q_n , puede tomarse:

$$q_n = \mu \cdot s_k$$

siendo:

μ : coeficiente de forma de la cubierta según 4.2.2.3.

s_k : el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal según 4.2.2.3

3.2.2.2. CARGA DE NIEVE SOBRE UN TERRENO HORIZONTAL

Valor de s_k para las capitales de provincia de España:

Tabla 3.7. Carga de nieve sobre un terreno horizontal

Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²
Albacete	690	0,8	Guadalajara	680	0,8	Pontevedra	0	0,3
Alicante / Alacant	0	0,2	Huelva	0	0,2	Salamanca	780	0,5
Almería	0	0,2	Huesca	470	0,7	San Sebastián/Donostia	0	0,3
Ávila	1.130	1,0	Jaén	570	0,4	Santander	0	0,3
Badajoz	180	0,2	León	820	1,2	Segovia	1.000	0,7
Barcelona	0	0,4	Lérida / Lleida	150	0,5	Sevilla	10	0,2
Bilbao / Bilbo	0	0,3	Logroño	380	0,8	Soria	1.090	0,9
Burgos	860	0,8	Lugo	470	0,7	Tarragona	0	0,4
Cáceres	440	0,4	Madrid	660	0,8	Tenerife	0	0,2
Cádiz	0	0,2	Málaga	0	0,2	Teruel	950	0,9
Castellón	0	0,2	Murcia	40	0,2	Toledo	550	0,5
Ciudad Real	640	0,8	Orense / Ourense	130	0,4	Valencia/València	0	0,2
Córdoba	100	0,2	Oviedo	230	0,5	Valladolid	690	0,4
Coruña / A Coruña	0	0,3	Palencia	740	0,4	Vitoria / Gasteiz	520	0,7
Cuenca	1.010	1,0	Palma de Mallorca	0	0,2	Zamora	850	0,4
Gerona / Girona	70	0,4	Palmas, Las	0	0,2	Zaragoza	210	0,5
Granada	690	0,5	Pamplona/Iruña	450	0,7	Ceuta y Melilla	0	0,2

3.2.2.3. COEFICIENTE DE FORMA

El viento puede acompañar o seguir a las nevadas, lo que origina un depósito irregular de la nieve sobre las cubiertas. Por ello, el espesor de la capa de nieve puede ser diferente en cada faldón.

En un faldón en el que no hay impedimento al deslizamiento de la nieve, el factor de forma tiene el valor de 1 para cubiertas con inclinación menor o igual que 30° y 0 para cubiertas con inclinación de mayor o igual que 60°. Si hay impedimento, se tomará $\mu = 1$ sea cual sea la inclinación.

3.2.2.4. RESULTADOS

Para el estudio de cargas de nieve en Gran Canaria, con un $s_k = 0,2$ kN/m² y un $\mu = 1$; resulta una carga de nieve $q_n = 0,2$ kN/m².

$$Q_e = 2,5 \text{ kN por plaza de aparcamiento}$$

$$Q_e = 480 \text{ kN en total}$$

3.2.3. CARGAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Nuestra estructura consta de 663 módulos fotovoltaicos y en las características técnicas de nuestro módulo ATERSA A-150M, sale reflejado un peso de 14,80kg por módulo instalado.

$$663 * 14,80 = 9.812,4 \text{ Kg}$$

$$Q = 9812,4 * 9,81 = 96,28 \text{ kN en total}$$

3.2.4. COEFICIENTE DE SEGURIDAD.

3.2.4.1 CARGA QUE SOPORTA LA ESTRUCTURA.

Hemos seleccionado un perfil DB60-3 para el soporte de nuestra estructura, en las especificaciones técnicas podemos observar que éste perfil soporta una carga uniforme de 100 kN por cada 6 m. Vamos a ver que carga total soporta:

- Marquesina 1: 451kN
- Marquesina 2: 1101 kN
- Marquesina 3: 1181 kN
- Marquesina 4: 1181 kN
- Marquesina 5: 1181 kN
- Marquesina 6: 1042 kN
- Marquesina 7: 521 kN

Total= 6658 kN

3.2.4.2. RESULTADOS.

La carga máxima que obtenemos es de 2592, 28 kN

La carga admisible que obtenemos es de 6658 kN

Con lo que obtenemos un coeficiente de seguridad de 2,6

3.3. BALANCE MEDIOAMBIENTAL

La energía solar fotovoltaica ayuda a disminuir problemas medioambientales tales como el efecto invernadero provocado por las emisiones de CO₂ o la lluvia ácida provocada por las emisiones de SO_x.

La producción eléctrica del sistema fotovoltaico planteado equivaldrá al consumo de casi 70 hogares, teniendo en cuenta el consumo promedio de un hogar español que resulta ser de unos 2100 kWh/año, de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 3.8. Equivalencia de consumo eléctrico de familias al año

Nº PARQUES	1
POT. POR PARQUE	144.371,6 KWH/AÑO
POT. TOTAL	144.371,6 KWH/AÑO
CONSUMO/FAMILIA	2.100 KWH/AÑO
FAMILIAS/AÑO	69

La tabla 3.9. y gráfica 3.9. mostrada a continuación, recoge el resumen de la aportación del sistema a la conversión del medioambiente. Los valores han sido obtenidos por comparación de las emisiones de gases de la combustión del carbón convencional con las de la energía solar fotovoltaica, contabilizándose las fases de construcción y operación de las plantas, pero no de la extracción de los componentes.

Tabla 3.9. Balance medioambiental

BALANCE MEDIOAMBIENTAL			
Mes	Energía mensual generada (Inyectada a Red) (kWh/mes)	EMISIONES EVITADAS A LA ATMÓSFERA	
		CO ₂ (Ton)	SO _x (kg)
Enero	7.352,4	7,73	21,68
Febrero	8.054,4	8,47	23,75
Marzo	11.981,9	12,60	35,33
Abril	13.413,8	14,10	39,55
Mayo	15.943,1	16,76	47,01
Junio	15.778,5	16,59	46,53
Julio	17.921,0	18,84	52,85
Agosto	16.629,9	17,48	49,04
Septiembre	13.148,3	13,82	38,77
Octubre	10.816,7	11,37	31,90
Noviembre	7.032,2	7,39	20,74
Diciembre	6.299,4	6,62	18,58
TOTAL	144.371,6	151,77	425,72

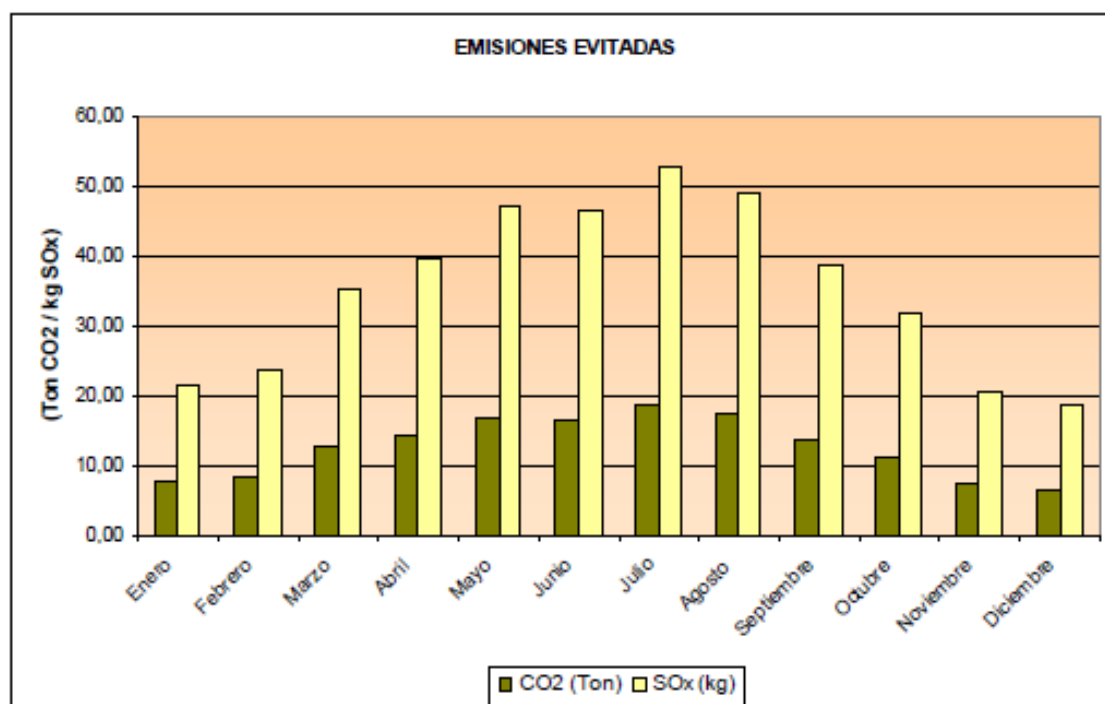


Figura 3.9. Emisiones evitadas

3.4. PLAZO DE EJECUCIÓN

La duración estimada para la globalidad de las obras se establece en 5 meses, repartidos los trabajos del siguiente modo a modo orientativo:

- Mes 1: Ejecución de las labores de desmontajes de las actuales marquesinas y ejecución de las cimentaciones de las nuevas marquesinas así como de las demás obras civiles necesarias. Duración total estimada, 1 mes.
- Mes 2-3: Ejecución de las nuevas marquesinas y montaje del Centro de Inversores. Duración total estimada, 2 meses.
- Mes 3: Montaje e interconexionado final de los paneles solares. Duración total estimada, 2 meses.

La obra se plantea de modo que inicialmente se realicen todas las tramitaciones, permisos y legalizaciones pertinentes, tales como inscripciones en régimen especial, aceptación del punto de conexión en MT, si procediera, etc. A continuación, una vez obtenidas todas las autorizaciones pertinentes, comenzaría propiamente el periodo de ejecución de las obras.

3.5. GARANTÍAS

La garantía de la instalación será de 1 año, desde la puesta en marcha de la instalación. Durante este período las averías se intentarán reparar en el lugar de la instalación, si no es posible se enviará a fábrica y los gastos de envío corren a cargo del consumidor.

Las reparaciones o reposiciones de piezas se realizarán a la mayor brevedad posible, no responsabilizándonos de los perjuicios ocasionados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

La garantía quedará anulada cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada por personas ajenas a nuestra empresa, o haber recibido un trato inadecuado. Tampoco están incluidos los desperfectos por causas naturales (incendios, rayos, inundaciones, etc.), por robo o cualquier circunstancia fuera de un uso racional de los sistemas.

Cualquier incidencia será atendida en un plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor.

La garantía de los módulos fotovoltaicos se extenderá hasta los 25 años, según las siguientes condiciones:

3.5.1. GARANTÍA LIMITADA.

Aplicaciones Técnicas de la Energía SL (“Atersa”) garantiza que el módulo carece de defectos de montaje y de materiales en aplicaciones, uso e instalación, y condiciones de servicio normales durante cinco años desde la fecha de la venta al usuario/cliente original. Si el módulo funciona mal o se vuelve inservible debido a un defecto en el montaje o al material durante el periodo de cinco años de esta garantía. Atersa, a su elección, reparará, sustituirá o reintegrará el importe de su precio de compra. Esta garantía se transfiere del usuario/cliente original a los subsiguientes usuarios/clientes pero se anulará si el módulo es cambiado de su instalación original.

La garantía será de 3 años para módulos que formen parte de instalaciones en ambientes corrosivos o extremadamente salinos.

3.5.2. EXTENSIÓN DE LA GARANTÍA LIMITADA SOBRE LA POTENCIA DE SALIDA A VEINTICINCO/DIEZ AÑOS**

Por el periodo desde la fecha de la venta del módulo al usuario/comprador final, y hasta 25 años después, Atersa entregará módulos por el equivalente de la potencia perdida, reparará o reemplazará (a su elección) cualquier módulo que demuestre una potencia de salida menor del 80% de potencia mínima de salida detallada en las especificaciones técnicas del módulo.

Por el periodo desde la fecha de la venta del módulo al usuario/comprador final, y hasta 10 años después, Atersa entregará módulos por el equivalente de la potencia perdida, reparará o reemplazará (a su elección) cualquier módulo que demuestre una potencia de salida menor del 90% de la potencia mínima de salida detallada en las especificaciones técnicas del módulo.

****Valores de Potencia obtenidos con patrones**

Calidad ISO9000:2000 de Atersa

3.5.3. EXCLUSIONES

Si un módulo ha sido sometido a mal uso, negligencia o accidente o ha sido dañado por el abuso, alteración, instalación o aplicación inapropiada, o negligencia en el uso, transporte, manejo o almacenamiento, o reparado por cualquier otro que Atersa y sus distribuidores/instaladores autorizados, esta garantía no será aplicable. La garantía no incluye los costes de transporte para devoluciones de módulos, el reenvío de cualquier módulo reparado o reemplazado, o costes asociados con la retirada, instalación o reinstalación de los módulos, salvo en los tres primeros años de garantía.

3.5.4. LIMITACIONES DE GARANTÍA

Los daños a personas, propiedades u otras pérdidas o lesiones resultantes de un defecto en el módulo o de la instalación o uso inapropiado no serán responsabilidad de Atersa.

Atersa no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de cualquier incidente o desperfecto derivado de los mismos. Cualquier garantía que incluya la comercialización o adaptación para un uso particular que pueda ser afectada por la legislación, está limitada a una duración de 12 meses después de la fecha de venta expresa o implícita, y está limitada al precio de compra del módulo.

Algunos Estados o Comunidades no permiten limitaciones respecto a la duración de una garantía implícita o a la exclusión o limitación de desperfectos accidentales, por lo tanto las limitaciones anteriores no le serían aplicadas.

3.5.5. GARANTÍAS DE PRODUCCIÓN

Se acordará entre las partes, ligada a una radiación medible.

3.6. PLAN DE VIABILIDAD ECONÓMICA

3.6.1. BALANCE ECONÓMICO PRIMER AÑO/ RETORNO SIMPLE

Se muestra en la tabla 3.10., el balance de ingresos y gastos de operación para el primer año de vida de la instalación, así como el periodo simple de recuperación de la inversión resultante, en función del % de subvención que se obtuviera, considerándose una inversión con un ratio de 6,2933 €/Wp, IVA excluido. Es importante anotar que en el ratio antes indicado, no se incluyen los gastos asociados al desmontaje de la antigua marquesina, así como tampoco los gastos derivados del suministro y montaje de la nueva. Tampoco se incluyen los gastos derivados de la evacuación, como construcción de CT si fuera preciso, etc, y en general, todo aquello que se encuentre más allá del Centro de Inversores y a partir del cuadro de salida, tal y como se ha reflejado en los distintos esquemas y figuras.

Tabla 3.10. Balance económico primer año

BALANCE ECONÓMICO PRIMER AÑO	
<i>DATOS DE LA INSTALACIÓN</i>	
Título:	Instalación de Conexión a Red
Cliente:	AENA-ITC
Localización:	Centro de Control en Gando, Aeropuerto de Gran Canaria
Orientación:	Sur- Oeste (AZIMUT –27°)
Inclinación:	5°
Número de Parques Solares:	1
Potencia del generador fotovoltaico:	99.450 Wp
Potencia total del Parque Solar:	99.450 Wp
INVERSIÓN total Parque Solar sin IVA:	625.871, 33 €
Ratio de inversión:	6,2933 €/Wp
<i>GENERACIÓN ANUAL (kWh) Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (€/AÑO)</i>	
Radiación incidente sobre el plano del generador:	1.998,1 kWh/a
Rendimiento eléctrico PR (Performance Ratio):	72.65%
	144.371,6 kWh/a
Energía inyectada a la Red:	1.737,2 kWh/kWp
Tarifa eléctrica media o de referencia (TMR):	7,330 c€/kWh
	575%
Venta kWh, grupo b.1.1. rég especial (años 1-25):	0,4215 €/kWh
Venta anual de energía eléctrica:	60.852 €/año
<i>COSTES DE OPERACIONES ANUALES</i>	
Mantenimiento (10% s/generación):	6.085 €/año
Seguro (recomendado):0,35 % anual s/inversión	2.190,55 €/año
<i>MARGEN BRUTO OPERATIVO</i>	
	52.576,54 €/año

Tabla 3.11. Retorno simple

RETORNO SIMPLE EN FUNCIÓN DE LA SUBVENCIÓN	
Subvención (%)	Retorno simple (años)
0,0%	11,9
10,0%	10,7
20,0%	9,5
30,0%	8,3
40,0%	7,1
50,0%	6,0

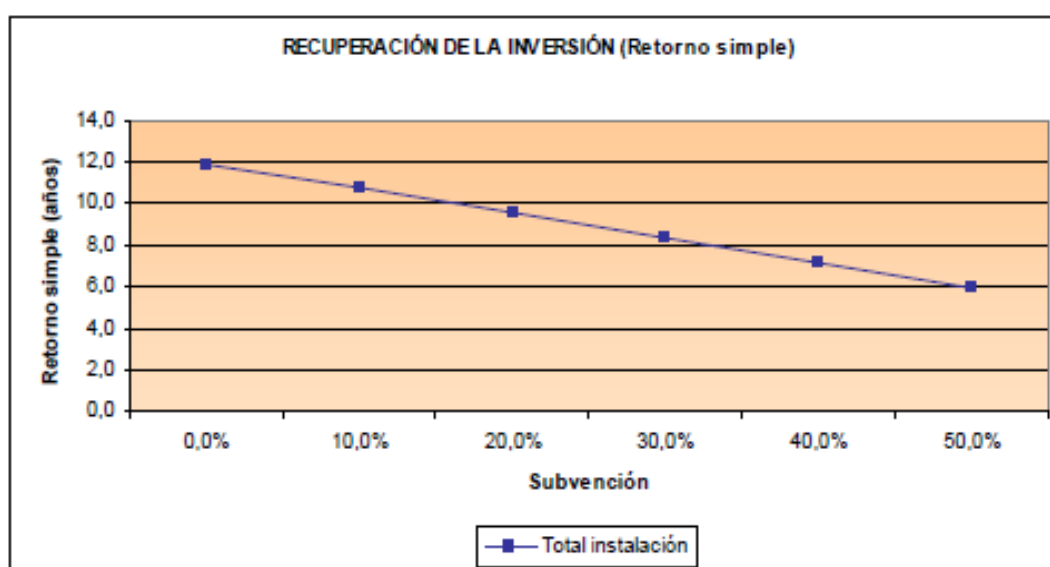


Gráfico 3.10. Retorno simple

El titular de la instalación está obligado a expedir y entregar la factura por las ventas de electricidad que realice a la compañía distribuidora. Al final del primer año, con la liquidación anual, se dará lógicamente la circunstancia de que el titular no habrá podido recuperar, con el IVA que factura a la Compañía Distribuidora y que recibe de ésta, el IVA que pagó cuando compró la instalación. Por tanto, el titular podrá pedir a Hacienda al finalizar el primer año, la devolución de todo el IVA soportado al comprar la instalación.

3.6.2. PLAN ECONÓMICO FINANCIERO A 15-20-25-30 AÑOS. ESTUDIO DE VIABILIDAD

El supuesto de financiación presentado y su correspondiente estudio de viabilidad, consiste en una financiación externa, negociada con una entidad bancaria consistente en el 85% de la inversión a 15 años, sin periodo de carencia y a un tipo de interés correspondiente a Euribor a seis meses (2,30%) más un diferencial del 1,25%.

El restante 15% será de riesgo-aportación personal, pudiéndose de cualquier modo realizar una financiación de dicho importe mediante un préstamo que bien pudiera ser hipotecario.

El estudio de viabilidad que se presenta para evaluación de la inversión no incluye estudios de IVA ni tampoco estudios financieros asociados a la inversión, amortizaciones, impuestos de sociedades, análisis de recursos propios, etc.

No obstante lo anterior, anotamos que este tipo de instalaciones se ven beneficiadas de un 10% de desgravación fiscal con respecto de la inversión realizada por la parte no subvencionada. Esta deducción es aplicable al impuesto en 15 años consecutivos si en uno de los años la Cuota Íntegra del Impuesto no permitiera deducirse el importe de la bonificación.

Los datos de partida del estudio de inversión así como el análisis anual del mismo y resumen final del mismo se presentan en las tablas que siguen a continuación.

Tabla 3.12. Datos de la instalación

BALANCE ECONÓMICO PRIMER AÑO	
DATOS DE LA INSTALACIÓN	
Título:	Instalación de Conexión a Red
Cliente:	AENA-ITC
Localización:	Centro de Control en Gando, Aeropuerto de Gran Canaria
Orientación:	Sur- Oeste (AZIMUT -27°)
Inclinación:	5°
Número de Parques Solares:	1
Potencia del generador fotovoltaico:	99.450 Wp
Potencia total del Parque Solar:	99.450 Wp
INVERSIÓN total Parque Solar sin IVA:	625.871, 33 €
Ratio de inversión:	6,2933 €/Wp

PARÁMETROS DE VENTA	
Energía inyectada a la Red:	144.371,6 kWh/a 1.737,2 kWh/kWp
Tarifa eléctrica media o de referencia (TMR):	7,330 c€/kWh
Venta kWh, grupo b.1.1. rég especial (años 1-25):	575% 0,4215 €/kWh
Venta kWh, grupo b.1.1. rég especial (años 26-xx):	460% 0,3372 €/kWh
Incremento tarifa eléctrica media de refencia previsto	1,50%
Pérdida de rendimiento del generador fotovoltaico:	1,00%
GASTOS DE MANTENIMIENTO Y SEGURO	
Gastos mantenimiento:	6.085 €/año
Tasa de actualización del mantenimiento:	3,00%
Gastos seguro:	2.190,55 €/año
Tasa de actualización del seguro:	1,50%
PRÉSTAMO ENTIDAD BANCARIA	
¿Aplica (SI/NO)?	SI
Préstamo entidad bancaria (€)	85,00% 531.991 €
Interés Euribor a 6 meses (%)	2,300%
Aumento Interés Entidad	1,2505%
Interés préstamo resultante (%):	3,550%
Plazo del préstamo (años):	15
Periodo de carencia (años)	0
PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN	
Tipo de descuento cálculo VAN- Precio dinero (%)	4,00%
IPC (%)	3,50%

Tabla 3.13. Análisis anual

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS												
Energía inyectada a Red	MWh/año		144.372	142.928	141.499	140.084	138.683	137.298	135.923	134.554	133.218	131.886
Precio venta MWh (TMR)	€/MWh		0,0733	0,0744	0,0755	0,0767	0,0778	0,0790	0,0802	0,0814	0,0826	0,0838
Venta rég. Especial	%		575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%
Precio venta MWh fotov. Grupo b.1.1.	€/MWh		0,4215	0,4278	0,4342	0,4405	0,4474	0,4541	0,4609	0,4676	0,4743	0,4819
TOTAL INGRESOS	€/año		85.882	81.147	81.444	81.742	82.041	82.342	82.645	82.949	83.254	83.561
GASTOS												
Inversión (sin IVA)	€	625.671										
Gastos operativos de mantenimiento	€/año		6.065	6.268	6.466	6.649	6.849	7.054	7.268	7.484	7.709	7.940
Gastos operativos de seguro	€/año		2.191	2.223	2.257	2.291	2.325	2.360	2.395	2.431	2.468	2.505
Total Gastos Operativos	€/año		8.276	8.491	8.713	8.940	9.174	9.414	9.661	9.915	10.178	10.445
PRÉSTAMO ENTIDAD BANCARIA:												
Préstamo Entidad Bancaria:	€	-531.591										
Devolución intereses Entidad Bancaria:	€		18.886	17.911	18.901	19.855	14.772	13.651	12.490	11.286	10.043	8.754
Devolución de principal Entidad Bancaria:	€		27.489	28.444	29.454	30.499	31.582	32.703	33.854	35.038	36.311	37.600
Servicio deuda total Entidad Bancaria:	€		46.355	46.355	48.355	48.355	46.355	46.355	46.355	46.355	46.355	46.355
TOTAL GASTOS	€/año		54.630	54.846	56.067	56.295	55.528	55.789	55.916	56.270	56.531	56.799
RESULTADO EXPLOTACIÓN												
Inversión inicial (sin IVA):	€	625.671										
Ingresos - Gastos	€/año		6.222	6.302	6.577	6.447	6.513	6.574	6.629	6.679	6.723	6.762
Resultado Anual (sin actualizar):	€	-625.671	6.222	6.302	6.577	6.447	6.513	6.574	6.629	6.679	6.723	6.762
Resultado Acumulado (sin actualizar):	€	-625.671	-67.669	-61.367	-74.090	-69.533	-62.020	-55.446	-48.817	-42.138	-35.415	-28.654
Resultado Anual (actualizado):	€	-625.671	5.963	5.626	5.689	5.511	5.353	5.195	5.037	4.880	4.724	4.569
Resultado Acumulado (actualizado):	€	-625.671	-67.699	-62.072	-76.403	-70.891	-65.538	-60.343	-55.306	-50.425	-45.702	-41.134

	Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS											
Energía Inyectada a Red	kWh/año	130.567	129.281	127.969	126.689	125.422	124.168	122.928	121.697	120.480	119.275
Precio venta kWh (TMR)	€/kWh	0,0851	0,0863	0,0876	0,0890	0,0903	0,0916	0,0930	0,0944	0,0958	0,0973
Venta reg. Especial	%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%	575%
Precio venta kWh fotov. Grupo b.1.1.	€/kWh	0,4892	0,4965	0,5040	0,5115	0,5192	0,5270	0,5349	0,5429	0,5510	0,5593
TOTAL INGRESOS	€/año	63.869	64.179	64.490	64.803	65.117	65.433	65.750	66.069	66.390	66.711
GASTOS											
Inversión (sin IVA)	€										
Gastos operativos de mantenimiento	€/año	8.178	8.423	8.676	8.936	9.204	9.481	9.765	10.058	10.360	10.670
Gastos operativos de seguro	€/año	2.542	2.580	2.619	2.658	2.698	2.739	2.780	2.821	2.864	2.907
Total Gastos Operativos	€/año	10.720	11.004	11.295	11.595	11.903	12.219	12.545	12.879	13.223	13.577
PRÉSTAMO ENTIDAD BANCARIA:											
Préstamo Entidad Bancaria:	€										
Devolución Intereses Entidad Bancaria:	€	7.419	6.037	4.606	3.124	1.589	0	0	0	0	0
Devolución de principal Entidad Bancaria:	€	38.995	40.317	41.749	43.231	44.766	0	0	0	0	0
Servicio deuda total Entidad Bancaria:	€	46.355	46.355	46.355	46.355	46.355	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS	€/año	57.075	57.358	57.650	57.949	58.257	12.219	12.545	12.879	13.223	13.577
RESULTADO EXPLOTACIÓN											
Inversión Inicial (sin IVA):	€										
Ingresos - Gastos	€/año	6.794	6.820	6.840	6.853	6.860	53.214	53.205	53.190	53.166	53.134
Resultado Anual (sin actualizar):	€	6.794	6.820	6.840	6.853	6.860	53.214	53.205	53.190	53.166	53.134
Resultado Acumulado (sin actualizar):	€	-21.860	-15.039	-8.199	-1.345	5.514	58.728	111.933	165.123	218.289	271.423
Resultado Anual (actualizado):	€	4.413	4.260	4.108	3.958	3.809	28.411	27.314	26.256	25.235	24.250
Resultado Acumulado (actualizado):	€	-36.721	-32.461	-28.353	-24.395	-20.586	7.825	35.140	61.395	86.630	110.880

	Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INGRESOS											
Energía inyectada a Red	kWh/año	118.082	116.902	115.733	114.575	113.430	112.295	111.172	110.061	108.960	107.870
Precio venta kWh (TMR)	€/kWh	0,0087	0,1002	0,1017	0,1032	0,1048	0,1064	0,1080	0,1096	0,1112	0,1129
Venta reg. Especial	%	575%	575%	575%	575%	575%	480%	480%	480%	480%	480%
Precio venta kWh fotov. Grupo b.1.1.	€/kWh	0,5677	0,5762	0,5849	0,5936	0,6025	0,4893	0,4868	0,5040	0,5118	0,5193
TOTAL INGRESOS	€/año	67.035	67.360	67.687	68.015	68.345	54.941	55.208	55.475	55.744	56.015
GASTOS											
Inversión (sin IVA)	€										
Gastos operativos de mantenimiento	€/año	10.991	11.320	11.660	12.010	12.370	12.741	13.123	13.517	13.923	14.340
Gastos operativos de seguro	€/año	2.950	2.995	3.040	3.085	3.131	3.178	3.226	3.274	3.324	3.373
Total Gastos Operativos	€/año	13.941	14.315	14.699	15.095	15.501	15.919	16.349	16.791	17.246	17.714
PRÉSTAMO ENTIDAD BANCARIA:											
Préstamo Entidad Bancaria:	€										
Devolución Intereses Entidad Bancaria:	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Devolución de principal Entidad Bancaria:	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servicio deuda total Entidad Bancaria:	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS	€/año	13.941	14.315	14.699	15.095	15.501	15.919	16.349	16.791	17.246	17.714
RESULTADO EXPLOTACIÓN											
Inversión Inicial (sin IVA):	€										
Ingresos - Gastos	€/año	53.094	53.045	52.987	52.920	52.844	39.022	38.858	38.684	38.498	38.301
Resultado Anual (sin actualizar):	€	53.094	53.045	52.987	52.920	52.844	39.022	38.858	38.684	38.498	38.301
Resultado Acumulado (sin actualizar):	€	324.517	377.563	430.550	483.470	536.314	575.336	614.194	652.878	691.378	729.677
Resultado Anual (actualizado):	€	23.299	22.383	21.498	20.645	19.823	14.075	13.477	12.950	12.345	11.809
Resultado Acumulado (actualizado):	€	134.180	156.562	178.061	198.706	218.529	232.603	246.080	258.980	271.325	283.134

Tabla 3.14. Resumen

VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN					
		16 AÑOS	20 AÑOS	25 AÑOS	30 AÑOS
Valor Actual Neto, VAN:	€	-20.688	110.880	218.528	283.134
Porcentaje VAN/Inversión	%	-3,29%	17,72%	34,92%	45,24%
Tasa de Rendimiento Interno, TIR:	%	0,71%	10,40%	12,47%	13,07%

NOTA: La valoración de la inversión no incluye estudios de IVA ni tampoco estudio financiero de la inversión: amortizaciones, impuestos de sociedades, recursos propios, etc

IV. Presupuesto

4. PRESUPUESTO

4.1. PRESUPUESTO MATERIALES

POS	CONCEPTO	UD	CDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	€Wp
CAP. 00.	DESMONTAJE					
00.01	Desmontaje de marquesina de aparcamiento existente, incluso p.p. de picaje de cimentación. Totalmente desmontada incluso transporte a chatarrería o a vertedero, según proceda	UD	192,00	82,84	15.902,28	0,1599
	TOTAL CAP. 00.				15.902,28	0,1599
CAP. 01.	MOVIMIENTOS DE TIERRA Y REPOSICIONES					
01.01	Excavación a cielo abierto en apertura de caja. En terreno de consistencia media, realizado con medios mecánicos, hasta una profundidad máxima de 110 cm; incluso perfilado de laterales y fondos, así como carga de tierra a camión. Medido el volumen ejecutado en perfil natural	M3	42,11	77,40	3.259,31	0,0328
01.02	Transporte de tierras procedentes de la excavación a vertedero, en camión basculante, a una distancia aproximada 5 km. Medido en perfil esponjado	M3	54,74	15,48	847,38	0,0085
01.03	Base granular de zahorra artificial, colocada bajo elementos de cimentación y extendida en tongadas de 20 cm. Con medios mecánicos; incluso regado, compactación al 95% de proctor modificado y refino final de la superficie. Construidos según Normativas Técnicas	M3	4,69	23,22	108,90	0,0011
01.04	Reposición de asfalto sobre la solera de hormigón existente de cimentaciones incluyendo riego de imprimación, hormigón asfáltico en capa intermedia de espesor 5 cms. Riesgo de adherencia y hormigón asfático en capa de rodadura de espesor 5 cms.	M2	46,80	28,93	1.353,92	0,0136
	TOTAL CAP. 01				5.569,51	0,0560
CAP. 02..	CIMENTACIONES					

02.01	Capa de hormigón en masa HM-15/P/40/Iia para limpieza y nivelación, de 10 cms de espesor medio en elementos de cimentación, con árido rodado de diámetro máximo 20mm cemento CEM II/A-1.32.5 y consistencia bñanda. Elaborado, transportado y puesto en obra, incluso p.p. de alisado de la superficie.	M2	51,48	13,06	672,33	0,0068
02.02	Homigón HA-25/F/20/Iia para armar en cimentaciones, con árido rodado de diámetro máximo 20 mm, cemento CEM II/A-1.32.5 y consistencia plástica, elaborado, transportado y puesto en obra. Vibrado y curado. Construido según EH-91 y NTE/EH. Medido el volumen teórico ejecutado	M3	46,32	196,73	9.112,53	0,0916
02.03	Encofrado y desencofrado metálico para acabado final de cimentaciones. Incluso limpieza, humedecido, aplicación del desacofrante y p.p. de elementos complementarios para su estabilidad y adecuada ejecución. Construido según EHE y NTE/EME	UD	14,03	34,40	482,63	0,0049
TOTAL CAP. 02					10.267,49	0,1032
CAP 03.	ESTRUCTURAS					
03.01	Acero en barras corrugadas tipo B 500 S para elementos de cimentación, incluso corte, labrado, colocación, p.p. de atado de alambre recocido y separadores, así como p.p. de solapes, después y tolerancia del material. Puesto en obra EHE	UD	726,28	2,90	2.106,21	0,0212
03.02	Placa de anclaje de acero A-42b en perfil plano para recibir en cimentación, de dimensiones según desgloses, incluso taladros para pernos y taladro central, de espesor 18mm, totalmente colocado. Según normas MV y EH-91	KG	2864,51	5,04	14.437,13	0,1452
03.03	Acero laminado en perfiles laminados en frío para vigas, pilares, zunchos y correas, mediante uniones soldadas y/o atornilladas; i/p.p. de soldaduras, cortes, piezas especiales, despuntes. Totalmente montado y colocado, según NTE-Eas/EAV y normas NBE-MV	KG	16.586,53	4,65	77.127,36	0,7755
03.04	Revestimiento horizontal con chapa tipo pegaso o similar de 0,6 mm, espesor, de aluminio lacado, color ral a elegir, conformada en frío incluso p.p. De solapes, piezas especiales, elementos y accesorios de fijación anclados a estructura, juntas de estanqueidad y dilatación,	M2	1.900,80	55,42	105.342,34	1,0592

interposiciones de material protector contra la
electrolisis en unión con otros metales y
montaje. Medido en verdadera magnitud

TOTAL CAP. 03

199.013,04 2,0011

CAP. 04

DRENAJE

04.01	Bajante de PVC de 110 mm de Dm. Incluso parte proporcional de piezas especiales de unión (codos, juntas teóricas, manguitos, etc), y de sujeción (abrazaderas, ganchos, etc,..) completamente colocado y estanco	ML	70,00	15,44	1.080,80	0,0109
04.02	Canaleta tipo aco modelo S/100 o similar, con tapa de hierro fundido, incluso elementos de fijación y nivelación, totalmente instalada	ML	275,00	62,60	17.215,00	0,1731
04.03	Arqueta de registro de 40x40x50 cms, de dimensiones interiores, construida con fábrica de ladrillo cerámico macizo de ½ pie de espesor recibido con mortero de cemento 1:6 enfoscada y bruñida en su interior con mortero hidrófugo, incluso solera de hormigón H-175, o bien prefabricada, tapa de hormigón armado (5cms). Excavación, carga y transporte de tierras a vertedero controlado	UD	28,00	83,76	2.345,28	0,0236
04.04	Colector enterrado de tubería de presión de PVC 4 kg/cm2 de 250 mm de diámetro nominal, colocado sobre lecho de arena de 10 cm de espesor, incluso p.p. De piezas especiales, excavaciones en tierra y transporte de tierras sobrantes a vertedero. Medido entre ejes de arquetas.	ML	369,00	49,13	18.128,97	0,1823

TOTAL CAP. 04

38.770,05 0,3898

CAP.05

**INSTALACIÓN ELÉCTRICA
MARQUESINAS**

05.01	Suministro y montaje de nuevo cuadro de mando y control para alumbrado marquesinas y alimentación sistemas de control y monitorización de la instalación solar fotovoltaica. A ubicar junto local de inversores en monolito a construir a tal efecto.	UD	1,00	1.809,87	1.809,87	0,0182
05.02	Suministro y conexionado en cuadro general de distribución existente ubicado en caseta de guarda de entrada a aparcamientos, de protección automática magnetotérmica 4x16A para alimentación de nuevo cuadro de control y alumbrado.	UD	1,00	102,82	102,82	0,0010

05.03	Suministro y tendido, bajo canalización existente de circuito de fuerza RV-K. 0,6/1 KV, 4x16+TTx16 mm2 Cu, para alimentación de cuadro de mando y control alumbrado marquesinas (a ubicar en caseta de guarda entrada aparcamientos).	ML	127,00	13,05	1.657,35	0,0167
05.04	Circuito alumbrado RV-K. 0,6/1 KV, 4x16+TTx16 mm2 Cu, tendido sobre la canalización existente o tubo de acero galvanizado, incluso p.p. de elementos de conexión	ML	1.146,00	7,15	8.193,90	0,0824
05.05	Conducto de tubo de acero galvanizado PG-25 instalado, incluso p.p. de prensaestopas, cajas, manguitos, etc.	ML	480,00	5,22	2.505,60	0,0252
05.06	Suministro y montaje de luminaria estanca para un tubo fluorescente de 36/40 W, carcasa en aleación ligera con acabado de pintura epoxi, color gris, con resorte de cierre y junta de estileno propileno, cuba de cierre es metacrilato transparente, totalmente montada.	UD	91,00	52,33	4.762,03	0,0479
05.07	Derivación y conexionado eléctrico de luminaria realizada con conductor de cobre tipo RV-K de 2x2,5+TTx2,5 mm2, ejecutado bajo tubo corrugado reforzado M-20, incluyendo caja de derivación y material de conexionados. Totalmente instalados.	UD	91,00	10,22	930,02	0,0094
05.08	Suministro e instalación fotovoltaica de alumbrado. Totalmente instalada.	UD	1,00	97,95	97,95	0,0010
05.09	Circuito de control de fotocélula realizado con cable RV-K 0,6/1 KV, 3x25 mm2 Cu, tendido sobre la canalización existente o tubo de acero galvanizado, incluso p.p. de elementos de conexión.	ML	20,00	0,83	16,60	0,0002
TOTAL CAP.05					20.076,14	0,2019
CAP. 06	EQUIPOS SOLARES FOTOVOLTAICOS					
06.01	Suministro e instalación de módulo solar fotovoltaico de silicio monocristalino, marca ATERSA, modelo A-150, de 150 W/pico y rango de potencia (-2)/(+5)	UD	663,00	705,33	467.633,79	4,7022
06.02	Suministro e instalación de inversor de conexión a red Vcc/Vca trifásico, marca ATERSA, modelo SOLEIL-30 de 30 KW de potencia nominal, según normativa.	UD	3,00	18615,97	55.847,91	0,5616

06.03	Suministro y montaje de perfil galvanizado en caliente de 41x21x2,5 mm, ref.310281 de ERICO o similar para cogida de paneles en cubierta.	ML	1.205,00	14,05	16.930,25	0,1702
06.04	Suministro y montaje de grapa de anclaje panel-perfil, modelo HOOK.	ML	834,00	5,93	4.945,62	0,0497
06.05	Portes a las Islas Canarias del conjunto de módulos e inversores de 100 KWp.	UD	2,00	3.908,70	7.817,40	0,0786
06.06	Seguro de los equipos y materiales.	UD	1,00	2.605,93	2.605,93	0,0262
TOTAL CAP. 06.					555.780,90	5,5885
CAP. 07	INSTALACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA					
07.01	Confección, montaje e instalación de puente de interconexión entre paneles solares directamente grapeado a la estructura metálica. Longitud máxima de cada puente: 2 metros.	UD	612,00	1,77	1.083,24	0,0109
07.02	Suministro y tendido de puente de CC con cable de cobre RV-K de 0,6/I KV de 2x6 mm ² para interconexión entre grupos de 13 paneles solares, directamente grapeado a la estructura metálica y tendido bajo bandeja metálica y canalización subterránea. Desde paneles hasta Centro de Inversores.	ML	4.743,00	1,79	8.489,97	0,0854
07.03	Tramo de protección para la interconexión entre paneles y bandeja metálica de grupos de 15 paneles compuesto por tubo metálico flexible roscado y presaestopas de poliamida en sus dos extremos, rosca PG16. totalmente instalado. Longitud aproximada del tramo, 5 metros.	UD	102,00	9,44	962,88	0,0097
07.04	Suministro y montaje de armario estanco de PVC de dimensiones apropiadas, con función de caja de seccionamiento de inversores, a ubicar en el interior del Centro de Inversores para agrupamiento de 55 series de 15 paneles compuesto por los siguientes elementos: 110 puentes seccionables, de 6 mm ² para positivos y negativos de cada una de las 55 series de 15 paneles. Dos conjuntos de embarrados, para positivo y negativo, concentrador de intensidades, para int. Nominal mínima de 400 A. 2 desconectores para positivo y negativo resultante de 55 conjuntos de 15 paneles en serie. Espacio libre para ubicar descargadores de sobretensión.	UD	1,00	1.875,98	1.875,98	0,0189

07.05	Suministro tendido de puente de CC con cable de cobre RV-K de 0,6/I KV de 2x95 mm ² para interconexión entre caja de seccionamiento de inversores tendido bajo canaleta de PVC	ML	30,00	14,63	438,90	0,0044
07.06	Suministro y tendido de cableado de CA de interconexión entre inversores y caja unificadora de CA, realizado con cable de Cu 3,5x25+TTx16 mm ² 0,6/I KV, tendido bajo canaleta de PVC	ML	3,00	8,07	24,21	0,0002
07.07	Suministro y montaje de armario estanco de PVC de dimensiones apropiadas con función de caja de agrupamiento de CA a ubicar en el interior del Centro de Inversores para agrupamiento de los 3 inversores compuesto por los siguientes elementos: 3interruptores manuales de corte en carga de 4x63A 6KA, 4 conjuntos de embarrados de int. Nominal mínima 160 ^a , 1 interruptor manual de corte en carga de 4x160A 6KA	UD	1,00	959,23	959,23	0,0096
07.08	Suministro y tendido de cableado de potencia entre caja de agrupamiento de CA y cuadro de salida, realizada bajo canalización subterránea, excluida esta con cable 0,6/I KV 3,5x240+TTx120 mm ² Cu.	ML	35,00	68,75	2.406,25	0,0242
07.09	Suministro y tendido de cableado de potencia entre cuadro de salida y armario contadores, realizado bajo canalización subterránea, excluida esta con cable 0,6/I KV 3,5x240+TTx120 mm ² Cu.	ML	5,00	68,75	343,75	0,0035
07.10	Suministro y montaje de bandeja metálica con tapa y p.p. de piezas especiales de medida 100x60 mm para recorrido de circuitos de cables de CC por marquesinas. Totalmente instalada.	ML	275,00	23,44	6.446,00	0,0648
07.11	Arqueta de registro de 60x60x80 cms de dimensiones interiores prefabricada o construida con fábrica de ladrillo cerámico macizo de ½ pie de espesor recibido con mortero de cemento 1:6 enfoscada y bruñida en su interior con mortero hidrófugo incluso solera de hormigón H-175 tapa de hormigón armado (5cm), excavación, carga y transporte de tierras a vertedero controlado, con tapa y marco metálico.	UD	7,00	104,21	729,47	0,0073
07.12	Canalización de medidas 60 cms de ancho y 80 cms de profundidad compuesta por una capa de 10 cms de solera de hormigón en masa HM-	ML	3,00	69,66	208,98	0,0021

	20, 4 tubos corrugados doble capa de diámetro 110 y relleno con hormigón en masa HM-20 hasta 30 cms, cinta de señalización, relleno y compactado con materiales procedentes de la excavación hasta 30 cms y reposición de terminación de asfalto. Totalmente acabada según planos.					
07.13	Suministro e instalación de edificio prefabricado de hormigón para alojamiento de inversores, modelo EHCI o similar. Totalmente instalado.	UD	1,00	5.092,26	5.092,26	0,0512
07.14	Excavación con forma cajeadada en terreno de cualquier tipo de consistencia para ubicación de Centro de Inversores, incluido transporte de tierras sobrantes procedentes de la excavación a vertedero autorizado a cualquier distancia. Totalmente terminado.	M3	9,81	15,48	151,86	0,0015
07.15	Arena lavada de río para nivelación Centro de Transformación transportada y totalmente extendida en cajón de Centro de Inversores.	M3	2,45	30,96	75,85	0,0008
07.16	Solado perimetral de Centro de Transformación, realizado con baldosas de 1º calidad de tipo y tamaño a elegir por la D.F recibidas con mortero bastardo M-40b (1:1:7), incluso nivelado con capa de arena de 2 cm de espesor medio, enlechado, avitelado de juntas y limpieza de pavimentaos; así como p.p. de rodapié de igual calidad a solería. Medida la superficie ejecutada.	UD	0,00	23,22	0,00	0,0000
07.17	Bordillo prefabricado de hormigón limitador de Acerados perimetrales de Centro de Transformación, achaflanado de dimensiones y color a elegir por la D.F. asentado sobre base de hormigón en masa H-100 de 40x20 cm de sección incluso p.p. de enlechado de juntas con mortero de cemento (1:1), rejuntado y limpieza. Construido s/NTE. Medida la longitud ejecutada.	UD	0,00	11,61	0,00	0,0000
07.18	Suministro e instalación de cuadro eléctrico para servicios auxiliares del Centro de Inversores: alumbrado, emergencia, fuerza y alimentación de extractor de aire. Montado sobre pared en montaje superficial, conteniendo las protecciones térmicas y diferenciales adecuadas.	UD	1,00	457,79	457,79	0,0046
07.19	Suministro e instalación de alumbrado de Centro de Inversiones, compuesto por dos	UD	1,00	329,13	329,13	0,0033

luminarias estancas de superficie de potencia 1x58 W c/u e interruptor de superficies para encendido junto a la puerta de acceso realizado mediante manguera de cable tripolar 0,6/I KV 3x2,5 mm2 (F+N+TT) en montaje superficial bajo tubo rígido de PVC de M-20 incluso p.p. de fijaciones, cajas estancas de derivación, terminales y todo pequeño material preciso para su total instalación. Totalmente instalado y en funcionamiento.

07.20	<p>Suministro e instalación de alumbrado de emergencia de Centro de Inversiones, compuesto por una luminaria de superficie de 100 lúmenes con conjunto de fijación así como suministro e instalación de telemando de emergencia con pulsador para cuadro de telemando, realizando el circuito de alimentación mediante manguera de cable tripolar 0,6/I KV 3x2,5 mm2 (F+N+TT) en montaje superficial bajo tubo rígido de PVC de M-20 incluso p.p. de fijaciones, cajas estancas de derivación, terminales y todo pequeño material preciso para su total instalación. Totalmente instalado y en funcionamiento.</p>	UD	1,00	258,50	258,50	0,0026
07.21	<p>Suministro e instalación de toma de corriente de Centro de Inversores, compuesto por una toma de corriente de 16 A en montaje superficial realizado mediante manguera de cable tripolar 0,6/I KV 3x2,5 mm2 (F+N+TT) en montaje superficial bajo tubo rígido de PVC de M-20 incluso p.p. de fijaciones, cajas estancas de derivación, terminales y todo pequeño material preciso para su total instalación. Totalmente instalado y en funcionamiento.</p>	UD	1,00	219,42	219,42	0,0022
07.22	<p>Suministro, montaje y ejecución de red de puesta a tierra interior de Centro de Inversiones conectándose a dicha red las partes metálicas de la instalación que no están en tensión normalmente pero que pueden estarlo como consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y bastidores de aparatos de maniobra, envolventes metálicos de los equipos, carcasa de los transformadores, etc., realizado con cobre desnudo de 50 mm2 de sección, incluso p.p. de terminales y pequeño material. Se conectará a la red exterior mediante caja de puente de comprobación, objeto también de suministro e instalación.</p>	UD	1,00	296,42	296,42	0,0030

Totalmente instalada.						
07.23	<p>Suministro, montaje y ejecución de red de puesta a tierra exterior de Centro de Inversores con forma cuadrangular exterior al Centro de Inversores, separada del mismo aprox. 2 metros y tendida a aprox. 80 cms de profundidad para cumplir con las normas técnicas de la Compañía Endesa, conectándose a dicha red la red de tierras interior a través de puente de pruebas, realizada con cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección y cuatro picas a los extremos de acero cobrizado de 2 metros de largo por 14mm de diámetro enterradas, incluso p.p. de excavación. Las picas quedarán registrables mediante arquetas. Según planos.</p> <p>Totalmente instalada.</p>	UD	1,00	389,06	389,06	0,0039
07.24	<p>Suministro y montaje de bandeja plástica de PVC con tapa y p.p. de piezas especiales para recorrido de circuitos de cables de CC y CA en el interior del Centro de Inversores. Totalmente instalada.</p>	UD	21,00	32,28	677,88	0,0068
07.25	<p>Suministro y montaje de aire acondicionado. 2000 frigorías hora. Totalmente instalado, incluido herrajes desoportación, termostato e interconexión eléctrica.</p>	UD	1,00	673,36	673,36	0,0068
TOTAL CAP. 07					32.509,39	0,3277
CAP. 08	PROTECCIONES					
08.01	<p>Suministro e instalación de cuadro de salida de la instalación solar fotovoltaica en monolito exterior anexo al Centro de Transformación compuesto por armario metálico o poliéster de dimensiones apropiadas alojando en su interior los siguientes elementos: 1 interruptor automático magnetotérmico con protección diferencial de 4x250 A 6KA, 1 interruptor manual de corte en carga de 4x250 A, 6KA</p>	UD	1,00	2.670,77	2.670,77	0,0269
08.02	<p>Suministro e instalación de descargador de sobretensión de la marca DEHN SOHN o similar en cuadro de seccionamiento de inversores.</p>	UD	25,00	86,43	2.160,75	0,0217
08.03	<p>Monolito realizado en obra de fábrica de ladrillo para albergar embebido el cuadro de salida de la instalación y el armario de medida indirecta para tarificación. Totalmente instalado, incluso excavación paa solera de apoyo ésta y pintado final.</p>	UD	1,00	580,50	580,50	0,0058

08.04	Suministro e instalación en monolito de CGP de 250 A.	UD	1,00	466,97	466,97	0,0047
TOTAL CAP. 08					5.878,99	0,0591
CAP. 09	EQUIPO DE MEDIDA					
09.01	Suministro e instalación de contador electrónico bidireccional, para medida indirecta, compuesto por: contador electrónico programable Landis & Gyr. Armario con embarrados para alojamiento de trafos de intensidad, provisto de regleta de verificación. 3 trafos de intensidad 150/S A. Totalmente instalado y embebido en el monolito descrito anteriormente.	UD	1,00	1.284,01	1.284,01	0,0129
TOTAL CAP. 09					1.284,01	0,0129
CAP. 10	PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN					
10.01	Suministro y montaje de arqueta de polipropileno con tapa para pat de la instalación, ubicada junto a cada estructura de paneles o inversores, incluyendo la excavación y rastrillado de tierras, así como la excavación y tapado de la zanja de interconexión con la estructura metálica o Centro de Inversores.	UD	32,00	56,08	1.794,56	0,0180
10.02	Puesta a tierra de la estructura metálica de marquesinas (que actúa de suportación de paneles) realizada mediante cable de cobre desnudo de 50 mm ² de sección, así como suministro e instalación de pica de acero cableado de 2 metros de largo y 14 mm de diámetro. Totalmente instalada, incluso grapa de conexión a estructura metálica.	UD	32,00	61,64	1.972,48	0,0198
10.03	Puesta a tierra de inversores realizada mediante cable de cobre aislado 0,6/I KV de 50 mm ² de sección, así como suministro e instalación de pica de acero cableado de 2 metros de largo y 14 mm de diámetro. Totalmente instalada.	UD	4,00	61,78	247,12	0,0025
10.04	Red de tierras de la instalación, compuesta por cable aislado 0,6/I KV tendido en bandeja metálica o canalización existente, incluido p.p. de latiguillos de conexión de estructuras metálicas, bandejas metálicas, inversores, interconexión de tierras de Centro de Inversores y Centro de Salida y Equipo de Medida. Totalmente instalada.	ML	3.423,00	3,98	13.623,54	0,1370

TOTAL CAP. 10					17.637,70	0,1774
CAP. 11	MONITORIZACIÓN Y TELECONTROL. SUMINISTROS.					
11. 01	Suministro de sistema de monitorización y adquisición de datos, marca ATERSA modelo ADQ PC-RED I INV. Incluye suministro y montaje de modem GSM para lectura de parámetros. Excluida alta de la línea y cuotas.	UD	1,00	7.817,40	7.817,40	0,0786
TOTAL CAP. 11					7.817,40	0,0786
CAP. 12	MONITORIZACIÓN Y TELECONTROL. INSTALACIÓN					
12.01	Instalación y sistema de monitorización y adquisición de datos, marca ATERSA modelo ADQ PC-RED 3 INV. Incluye suministro y montaje de modem GSM para lectura de parámetros, Excluida alta de la línea y cuotas.	UD	1,00	141,24	141,24	0,0014
12.02	Suministro e instalación de interconexionados de control con cada uno de los inversores realizado mediante cable óptico, así como instalación e interconexión de sondas de temperatura, célula calibrada, cableado de interconexionado con el PC si procediera. Totalmente instalado.	UD	1,00	721,32	721,32	0,0073
12.03	Suministro e instalación de PC con impresora de inyección de tinta. Se incluye la instalación del software de monitorización así como la instalación y puesta a punta con el sistema de monitorización.	UD	1,00	1.598,79	1.598,79	0,0161
TOTAL CAP. 12					2.461,35	0,0247
CAP. 13	SISTEMA COMÚN DE EVACUACIÓN					
TOTAL CAP. 13					0,00	0,0000
CAP. 14	INSTALACIÓN ELÉCTRICA SERVICIOS AUXILIARES					
14.01	Monolito realizado en obra de fábrica de ladrillo para albergar embebido al cuadro de servicios comunes de la instalación y el armario de medida directa para tarificación. Totalmente instalado, incluso excavación para soliera de apoyo, ésta y pintado final.	UD	1,00	387,00	387,00	0,0039
14.02	Suministro y montaje de C.G.P. para suministro de servicios comunes. Instalado en monolito construido a tal efecto, incluido	UD	1,00	187,88	187,88	0,0019

	fusibles.					
14.03	Suministro e instalación de contador, para medida directa, compuesto por contador y armario provisto de una mirilla. Totalmente instalado y embebido en monolito construido para su efecto.	UD	1,00	540,63	540,63	0,0054
14.04	Suministro y tendido, de cableado de suministro de servicios auxiliares comunes, realizado bajo canalización subterránea, excluida esta, con cable 0,6/I KV 2x6+TTx6 mm2 Cu.	ML	20,00	2,15	43,00	0,0004
14.05	Suministro y montaje de cuadro de protecciones de poliéster para servicios auxiliares, compuesto por: 1 Int. Aut. Magnetotérmico 4x63 A. 4 Int. Diferenciales 2x32/30 mA. 4 Int. Aut. Magnetotérmicos 2x16 A. Totalmente instalado y embebido en monolito construido a tal efecto.	UD	1,00	1.262,08	1.262,08	0,0127
	TOTAL CAP. 14				2.420,59	0,0243
CAP. 15	OTRAS INSTALACIONES COMUNES					
	TOTAL CAP.15				0,00	0,0000
CAP. 16	TRAMITACIONES Y LEGALIZACIONES					
	TOTAL CAP. 16				0,00	0,0000
CAP. 17	MANTENIMIENTO ANUAL DE LA INSTALACIÓN					
	TOTAL CAP. 17				0,00	0,0000
CAP. 18	SISTEMA DE DIVULGACIÓN INFORMATIVA					
	TOTAL CAP. 18				0,00	0,0000

POS	CONCEPTO	UD	CDAD.	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	€/Wp
RESÚMEN POR CAPÍTULOS						TOTAL €/Wp
CAP. 00.	DESMONTAJES				15.905,28	0,1599
CAP. 01.	MOVIMIENTOS DE TIERRAS Y REPOSICIONES				5.569,51	0,0560
CAP. 02.	CIMENTACIONES				10.267,49	0,1032
CAP. 03.	ESTRUCTURAS.				199.013,04	2,0011
CAP. 04.	DRENAJE				38.770,05	0,3898
CAP. 05.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA MARQUESINAS				20.076,14	0,2019
CAP. 06.	EQUIPOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.				555.780,90	5,5885
CAP. 07.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA				32.590,39	0,3277
CAP. 08.	PROTECCIONES				5.878,99	0,0591
CAP. 09.	EQUIPO DE MEDIDA				1.284,01	0,0129
CAP. 10.	PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN				17.637,70	0,1774
CAP. 11.	MONITORIZACIÓN Y TELECONTROL. SUMINISTROS.				7.817,40	0,0786
CAP. 12.	MONITORIZACIÓN Y TELECONTROL. INSTALACIÓN.				2.461,35	0,0247
CAP. 13.	SISTEMA COMÚN DE EVACUACIÓN				0,00	0,0000
CAP. 14.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA SERVICIOS AUXILIARES				2.420,59	0,0243
CAP. 15.	OTRAS INSTALACIONES COMUNES				0,00	0,0000
CAP. 16.	TRAMITACIONES Y LEGALIZACIONES				0,00	0,0000
CAP. 17.	MANTENIMIENTO ANUAL DE LA INSTALACIÓN				0,00	0,0000
CAP. 18.	SISTEMA DE DIVULGACIÓN INFORMATIVA				0,00	0,0000
POTENCIA INSTALACIÓN			99.450	Wp		
TOTAL PRESUPUESTO				Euros	915.472,84	9,2054

4.2. PRESUPUESTO INGENIERÍA DEL PROYECTO.

Servicios	Periodo	Importe
Material de oficina		
Licencia de software	6 meses	1500,00€
Ordenador	6 meses	250,00€
Impresora	6 meses	20,00€
Papel y tinta	6 meses	150,00€
Impresión del proyecto	6 meses	250,00€
Gastos de Investigación y desarrollo		
Ingeniería (60 €/hora)	150 horas	9000,00€
Documentación y redacción (25 €/hora)	50 horas	1250,00€
Arrendamiento y cánones (alquiler de la oficina: se realizan 3 proyectos a la vez)	6 meses	800,00€
Reparaciones y conservación	6 meses	0,00€
Servicios de profesionales independientes	6 meses	1000,00€
Transportes	6 meses	700,00€
Primas de seguros	6 meses	1100,00€
Servicios bancarios	6 meses	0,00€
Publicidad, propanganda y relaciones públicas	6 meses	3000,00€
Luz	6 meses	1850,00€
Teléfono	6 meses	900,00€
Internet	6 meses	600,00€
Otros gastos	6 meses	1800,00€
TOTAL		24170,00€

4.3. PRESUPUESTO TOTAL.

<i>Materiales</i>	915.472,84€
<i>Ingeniería del proyecto</i>	24170,00€
<hr/>	
Presupuesto ejecución:	939.642,84€
16% IVA:	150.342,85€
<hr/>	
Presupuesto impuestos incluidos:	1.089.985,69€

V. Conclusiones

5. CONCLUSIONES

Llegados al final de este trabajo se puede afirmar que el objetivo principal de este Proyecto Fin de Carrera, la ejecución de una instalación de placas fotovoltaicas sobre la cubierta de las marquesinas en el aeropuerto de Gran Canaria, se ha cumplido satisfactoriamente.

Para lograr la aprobación de éste proyecto, hemos sometido a los diferentes elementos constructivos usados a pruebas de cálculo, gracias a estos cálculos se puede observar que es un proyecto viable que cumple con los objetivos señalados, de forma sólida y segura.

Con un coeficiente de seguridad de 2,6 vemos que la estructura soporta las cargas con las que va a interactuar tanto en el medio como con los paneles solares que se le van a implantar a cada marquesina.

Además mediante el cálculo energético, de los 90 kWp que requeríamos hemos conseguido una energía inyectada a la red de 144.371, 61 kWh al año que es suficiente para lo requerido por el cliente.

Podemos decir que es un proyecto que puede ser visado en cualquier momento ya que cumple todos los aspectos requeridos tanto en normativa como presupuesto y cálculos realizados; por lo que la implementación de éste proyecto podría ser inmediata.

Durante el desarrollo de este proyecto se han tratado diferentes aspectos relativos a la integración de sistemas fotovoltaicos: se han analizado aspectos tecnológicos, medioambientales, económicos y normativos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y se ha podido constatar que la energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente.

En el desarrollo de este proyecto no ha primado únicamente la maximización de la producción energética sino que en todo momento se ha pretendido situar el aparcamiento dentro de un marco de sostenibilidad, intentando conseguir una situación de confort tanto estéticamente como arquitectónicamente.

Además de ayudar al medio ambiente, disminuyendo la contaminación, usamos una fuente de energía inagotable y gratuita, que se encuentra en estos momentos en auge, y cada vez hay más trabajos de investigación para optimizar la producción energética, por lo que es una buena medida la instalación de paneles fotovoltaicos, ya que las energías renovables son el futuro.

Como conclusión técnica de carácter práctico se puede postular que, a pesar del elevado coste inicial de la solución propuesta, es un buen momento para invertir en una instalación fotovoltaica conectada a la red, ya que desde la aprobación del Real Decreto 436/2004, el gobierno bonifica el kWh vendido pagándolo al 575% del coste de compra

para instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 100 kWp. Así mismo, la Ley actual obliga a bonificar la energía eléctrica producida durante los primeros 25 años de vida de la instalación, con lo cual el periodo de amortización de la inversión se reduce considerablemente y se pueden llegar a obtener grandes beneficios económicos a largo plazo, una vez superado el periodo de amortización.

VI. Referencias

6. REFERENCIAS

6.1. NORMATIVA

1. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
2. Real Decreto 6/2009 del 30 de Abril establece los criterios de ayudas a la producción y condiciones técnicas y administrativas de los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red.
3. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
4. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
5. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
6. Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelos de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
7. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento de Baja Tensión. Incluye el suplemento aparte con el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
8. Instrucción de 21 de enero de 2.004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
9. Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
10. Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
11. Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
12. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

13. RESOLUCIÓN de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
14. Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
15. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
16. Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

6.2. BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.

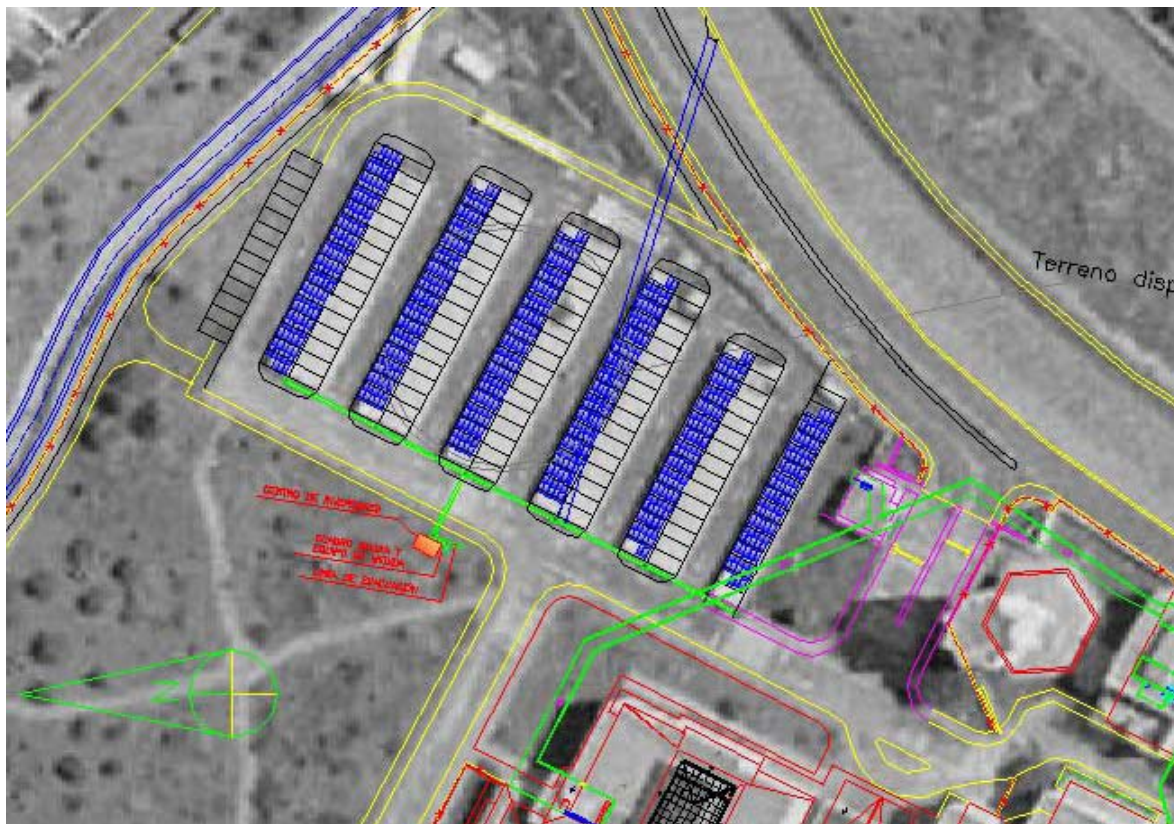
- IDAE. Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. Agosto 2005.
- SEBA (SERVICIOS ENERGÉTICOS BÁSICOS AUTÓNOMOS). Tejados Fotovoltaicos: Energía solar conectada a la red eléctrica. Ed. ProgenSA, 2004.
- M. TOBAJAS VÁZQUEZ. Energía Solar Fotovoltaica. Ed. Ceysa, 2002.
- M. CASTRO GIL. Energía Solar Fotovoltaica. Monografías Técnicas de Energías Renovables, vol.7. Ed. ProgenSA, 2000.
- ERA SOLAR (Revista bimestral). S.A.P.T. PUBLICACIONES TÉCNICAS, S.L. n° 122 –130. 2001
- PATRINA EIFFERT, Ph.D. Building-Integrated Photovoltaic Designs for commercial and Institutional Structures. U.S. Department of Energy.Office of Scientific and Technical Information. 2002
- J. CLAESSENS. Active Solar Heating and Photovoltaics. Technology module 5. Architecture et climat. 2003
- ZAIDA SALAMANCA FÉLIX. Instalación Solar Térmica para la producción de ACS en edificio de viviendas en Salamanca. Proyecto Fin de Carrera. Universidad Carlos III de Madrid. 2009.

Páginas web:

- www.idae.es → Plan de energías renovables de España. (28 de Septiembre del 2011)
- www.censolar.es → Centro de estudios de la energía solar. (5 de Octubre del 2011)
- www.iso-foton.es → Empresa de energía solar fotovoltaica (15 de Septiembre del 2011)
- www.asif.org → Asociación de la Industria Fotovoltaica. (2 de Septiembre del 2011)
- www.wikipedia.com → Referencia de placas fotovoltaicas. (30 de Agosto del 2011)
- www.atersa.com → Equipamiento de paneles solares. (19 de Octubre del 2011)

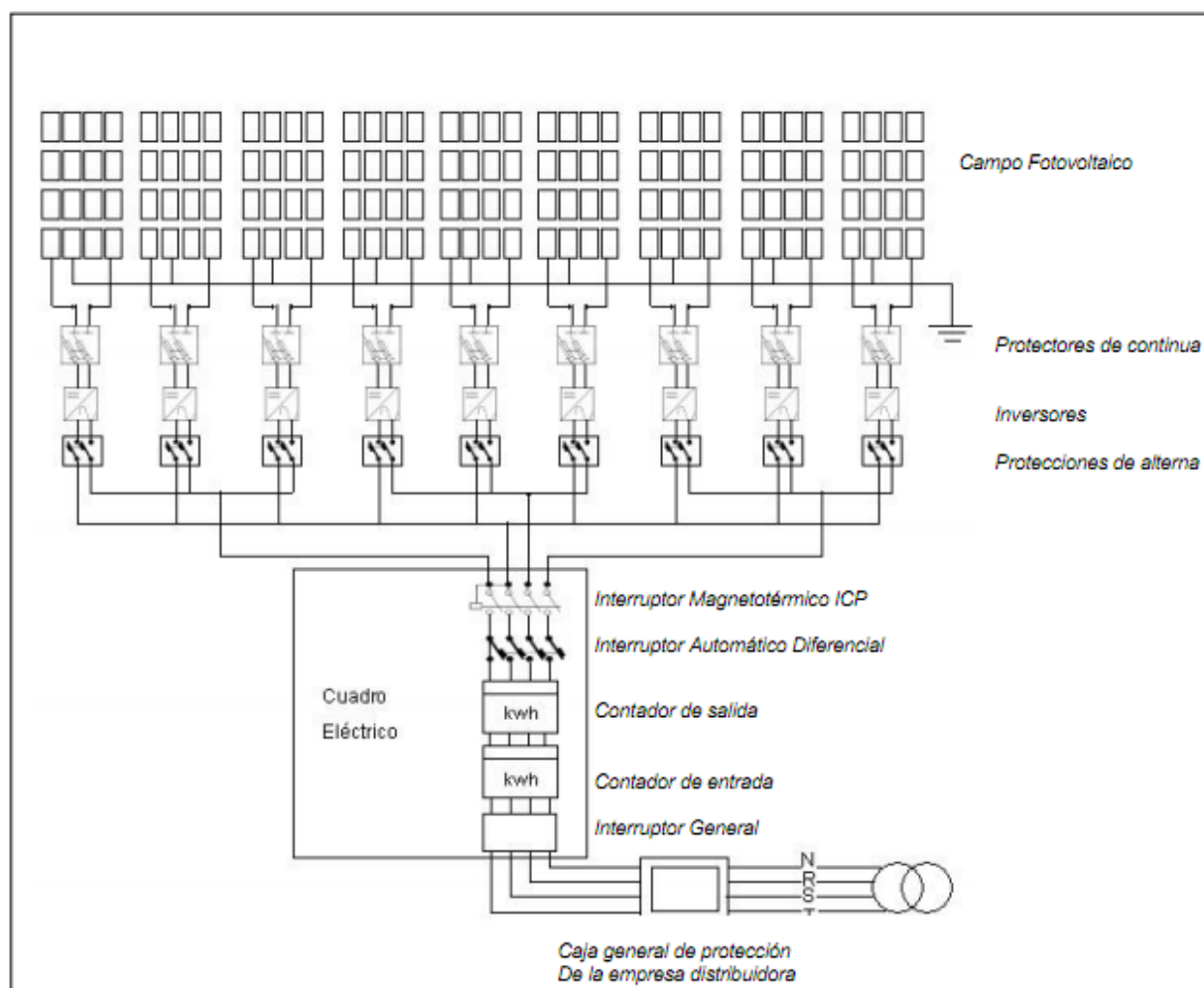
VII. Anexos

ANEXO A: PROYECCIÓN DE LA INSTALACIÓN.



NOTA: La disposición inicial de partida del Parque Solar es orientativa. La implantación final, disposición de módulos en planta, separaciones de filas o grupos de estructuras, así como la superficie afectada quedará condicionada a la topografía que se realizará previa al inicio de los trabajos, pudiendo sufrir variaciones respecto al inicialmente planteado en beneficio de la propia instalación.

ANEXO B: ESQUEMA ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN



ANEXO C: CATÁLOGOS EQUIPOS

Especificaciones Técnicas del módulo fotovoltaico.



MANUAL DE USUARIO



A-130M / A-140M / A-150M

Módulo Fotovoltaico Profesional

FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

ATERSA utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 72 células monocristalinas suministran la tensión idónea para sistemas de 24V CC, como instalaciones autónomas con batería de potencia elevada, bombeo directo de agua... así como sistemas de inyección directa de la energía a la red eléctrica. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

MATERIALES

El largo bagaje de ATERSA en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

CALIDAD

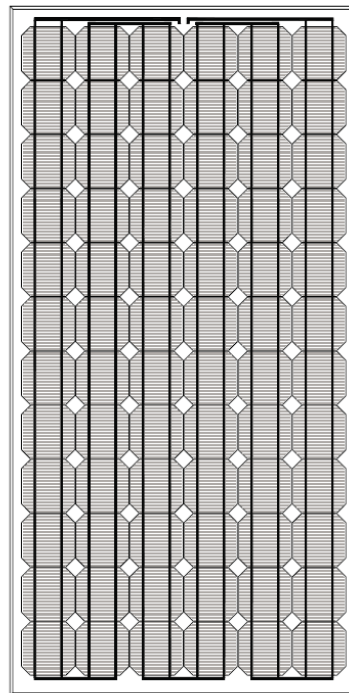
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos sigue las directivas europeas 89/336/CEE y 73/23/CEE, y dispone de las certificaciones TÜV de cumplimiento de la IEC 61215 y SC II para su uso en sistemas de hasta 700V DC. La IEC 61215 exige -entre otras pruebas- ensayos de ciclos térmicos de 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD utilizada por ATERSA posee, además del certificado SC II TÜV, un grado de estanqueidad IP 65, que provee al sistema de un inmejorable aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos SC II TÜV, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 5 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.atersa.com).



CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-130M, A-140M y A-150M medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

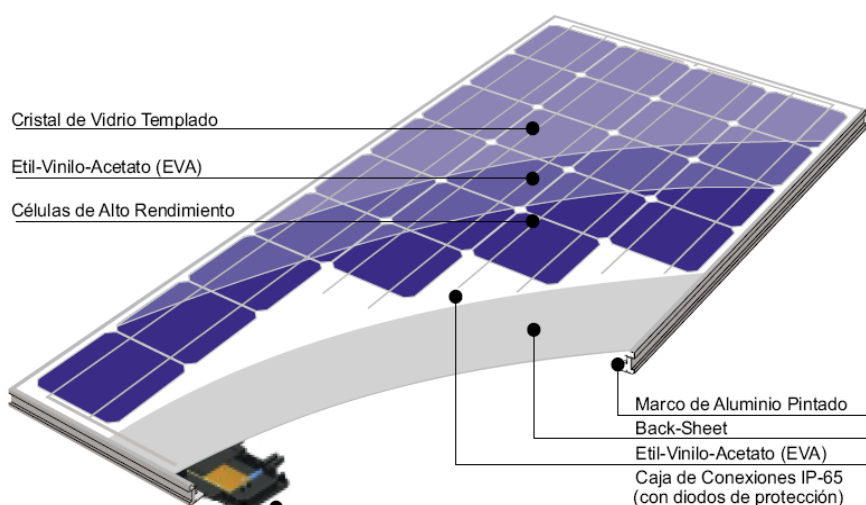
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m^2 , distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C .

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de $0,8\text{KW/m}^2$, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s .

Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Potencia (W en prueba $-2\pm 5\%$)

A-130M

130 W

A-140M

140 W

A-150M

150 W

Número de células en serie

72

72

72

Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)

4,00 A

4,20 A

4,40 A

Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)

32,50 V

33,40 V

34,00 V

Corriente en Cortocircuito (Isc)

4,55 A

4,70 A

4,80 A

Tensión de Circuito Abierto (Voc)

41,40 V

42,90 V

43,00 V

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)

2,00 mA/°C

2,00 mA/°C

2,00 mA/°C

Coefficiente de Temperatura de Voc (β)

-194,40 mV/°C

-194,40 mV/°C

-194,40 mV/°C

Máxima Tensión del Sistema

700 V

700 V

700 V

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Dimensiones (mm.)

1618x814x35

1618x814x35

1618x814x35

Peso (aprox.)

14,80 Kg.

14,80 Kg.

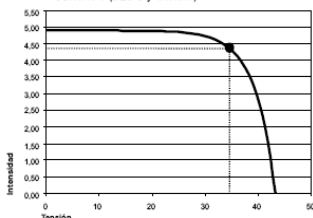
14,80 Kg.

Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: $47\pm 2^\circ\text{C}$

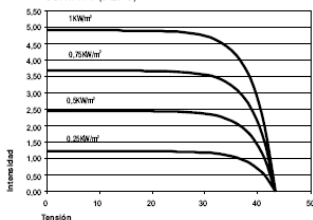
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

CURVAS MODELO A-150M

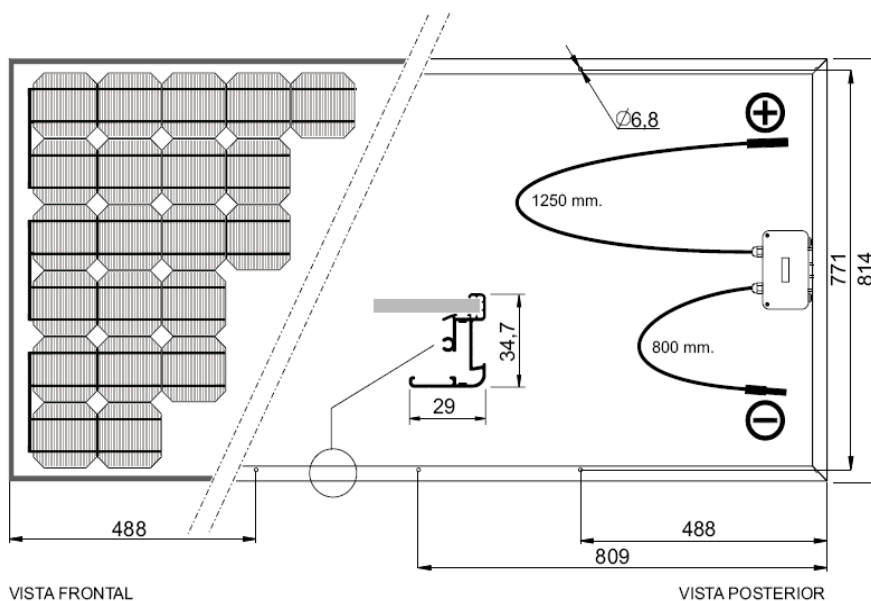
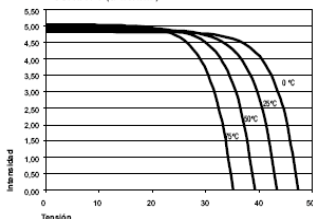
CURVA I-V (a 25°C y 1KW/m^2)



CURVA I-V (a 25°C)



CURVA I-V (a 1KW/m^2)



Glosario de Términos Técnicos y Abreviaturas

Término	Descripción
PV	Fotovoltaica
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
Línea CC	Línea que va desde los módulos fotovoltaicos al inversor
Línea CA	Línea desde el inversor a la Conexión a Red
MRA	Medida de la Resistencia de Aislamiento
MCF	Medida de las Corrientes de Fuga
Interruptor Diferencial	Interruptor de activación automática por detección de corrientes de fuga.
EMC	Normas de compatibilidad electromagnética
RE	Red Eléctrica
Pn	Potencia Nominal. Potencia máxima en la salida AC
Impedancia de Red	Valor de resistencia aparente que presenta la Red.
GND	Toma de Tierra.
Isc	Intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos

Cumplimiento de Normas

- Directiva Europea Material Eléctrico para Baja Tensión 73/23/CEE
- Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética EMC 89/336/CEE
- Directiva 93/68/CEE Denominación CE
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002)
- Real Decreto 1663/2000
El inversor Soleil cumple las condiciones técnicas del RD 1663/2000 que regulan las instalaciones conectadas a red en España.

(Nota: mas información de certificaciones en www.atersa.com)

Instrucciones de Seguridad



Es muy importante que lea este apartado, el inversor utiliza tensiones de trabajo peligrosas para las personas

Este equipo utiliza tensiones peligrosas, es muy importante leer atentamente y seguir las instrucciones que aparecen en este manual.

No seguir estas instrucciones puede tener consecuencias considerables, como la destrucción del aparato, daños personales o incluso la muerte por descarga eléctrica.



Precauciones Generales

- **El inversor SIEL-SOLEIL sólo debe ser instalado o abierto por un electricista formado y cualificado, homologado por la empresa suministradora. El acceso a zonas interiores del equipo requiere de herramientas que no se incluyen en el suministro. Todas las operaciones de mantenimiento y reparación que precisen el acceso a estas zonas del equipo se deben realizar únicamente por personal técnico cualificado.**
- **Antes de abrir el inversor, es imprescindible asegurarse de que están desconectadas tanto las conexiones de CA como de CC.**
- No se deben introducir objetos por las rejillas de ventilación del equipo. No exponer el inversor a la lluvia, nieve o cualquier tipo de líquido. El inversor está diseñado para ser instalado sólo en interiores. En aplicaciones industriales resulta conveniente proteger el inversor contra salpicaduras y ambientes húmedos. Para la limpieza del equipo emplear únicamente paños secos. Es importante seguir estas prescripciones incluso con el inversor parado.
- La tapa superior del inversor no está diseñada para soportar cargas pesadas. No se debe subir nunca sobre la tapa superior del inversor, ni emplear a éste como elemento de apoyo de objetos.
- El diseño de las conexiones, las secciones de los cables empleados y la instalación del inversor, deben cumplir las normas que regulan la utilización de corrientes en baja tensión.
- No se debe suministrar tensión al equipo sin haber realizado una verificación previa por personal técnico cualificado.
- Los inversores de la serie SOLEIL son equipos pesados. Los traslados del equipo se deben realizar por personal cualificado. Controlar de forma preventiva el estado del suelo y pavimentos sobre los que se va a colocar el equipo.
- Verificar que la línea de conexión a la red eléctrica de distribución dispone de órganos de seccionamiento y protección dimensionados de forma adecuada. Verificar que estos órganos funcionan correctamente.
- La temperatura de los disipadores de calor de las etapas de potencia podrían llegar a alcanzar los 80°C. No se deben obstruir en modo alguno las tomas de entrada y salida de aire del equipo.
- Respetar las condiciones ambientales de funcionamiento y las advertencias indicadas en el apartado de ubicación del equipo.



Caída de Rayos y Sobretensiones

En caso de tormentas frecuentes existe la posibilidad de descarga eléctrica a través de las líneas.

Es conveniente la instalación de un pararrayos para reducir el riesgo de daños en los circuitos de control debidos a las altas tensiones inducidas en el entorno.

Para proteger el equipo frente a picos de tensión provocados por descargas atmosféricas se recomienda la instalación de varistores en las bornas de las conexiones de entrada de paneles y salida de alterna.

Para la protección frente a caída directa de rayos, además de la instalación de un pararrayos, es necesario dotar a las líneas que transcurren por el exterior de protecciones especiales.



Conexión a Tierra

Es necesario y así lo exige el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión que el inversor se conecte a tierra. La toma de tierra debe ser única y común para todos los elementos de la instalación. La salida trifásica de 400Vac del inversor SOLEIL está totalmente aislada de los paneles.



Conectar siempre en primer lugar el cable de tierra. En caso de desconexión del equipo, desconectar el cable de tierra en último lugar.



Notas de Seguridad

Las instrucciones de seguridad contenidas en este manual tienen que ser observadas estrictamente para garantizar la seguridad del usuario.

Los caminos de cables deben proporcionar soporte mecánico a los conductores y disponer de la protección adecuada.

Una vez realizada la puesta en marcha de la instalación, no se deben mover ni los equipos instalados ni los cableados. Realice el montaje de forma que esto no se pueda producir de forma accidental por otras personas.

Hoja de inspección contenido del embalaje

Recepción del Transportista



Inspeccionar el embalaje del producto antes de proceder a la apertura del mismo, comprobar que este en condiciones.

Si se han producido desperfectos, sírvase informar sin demora a la empresa de transporte y su proveedor del inversor le apoyará con mucho gusto en caso de necesidad.

Es muy importante saber que el aviso de daños tiene que estar por escrito en posesión de la empresa de transporte en un plazo de máximo de seis días.

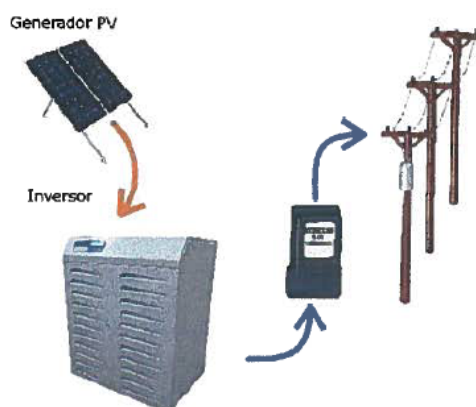
Equipos Inversores Soleil

La gama de inversores SOLEIL es la solución idónea para la inyección directa de energía en la red eléctrica trifásica convencional, producida por un generador fotovoltaico.



El inversor recibe la energía eléctrica directamente desde el generador fotovoltaico (PV) en corriente continua (CC), su trabajo consiste en transformar esta energía eléctrica en corriente alterna (CA) e inyectarla en la red eléctrica.

- El siguiente gráfico es una visión general de la instalación con un inversor.



Los inversores SOLEIL emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

El equipo permite el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático se realiza constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien determina el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.

La forma de onda de la corriente inyectada a la red eléctrica convencional es idéntica a la de la tensión de salida, con un factor de potencia unitario en cualquier condición de funcionamiento.

Los inversores SOLEIL cumplen con la normativa CEI 11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940. Disponen de aislamiento galvánico en la salida hacia la red trifásica, lo cual elimina la posibilidad de inyectar alguna componente de corriente continua hacia la red de distribución eléctrica.

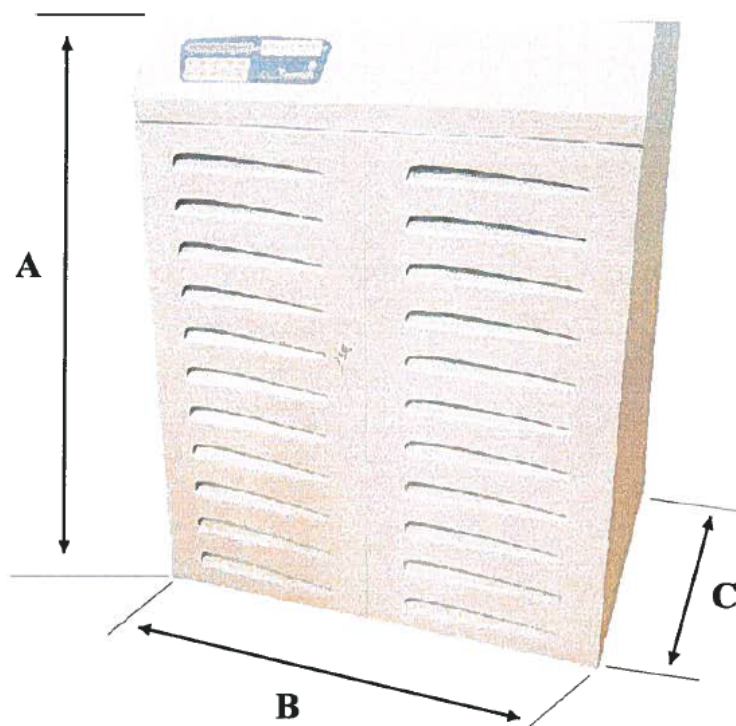
El inversor dispone de un panel de control con display alfanumérico de tipo LCD y teclado que permite realizar la lectura y ajuste de los parámetros de funcionamiento del equipo, así como el tratamiento de las alarmas que se generen.

El equipo dispone de salidas auxiliares para la señalización remota de alarmas o del estado del sistema.

La tecnología de control del SOLEIL es de tipo PWM (Pulse Width Modulation) y los dispositivos semiconductores de potencia empleados son IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), los cuales permiten manejar potencias elevadas con un alto grado de robustez y fiabilidad.

A Formatos del Equipo

Existen tres formatos diferentes, uno de ellos corresponde a los modelos de 10, 15, 20, 25, 30 y 45kW, otro para el modelo de 50, 70, 90 y 100W y finalmente otro para los modelos de 150, 225, 350 y 450kW. Sus dimensiones son las siguientes:



FORMATOS:

***Tipo 10, 15, 20, 25, 30 y 45kW:**

- A= 1155mm (incluidas patas)
- B= 550mm
- C= 850mm

***Tipo 50, 70, 90 y 100kW:**

- A= 1500mm (incluidas patas)
- B= 1100mm
- C= 800mm

***Tipo 150, 225, 350 y 450kW:**

- A= 2100mm (incluidas patas)
- B= 1000mm
- C= 1500mm

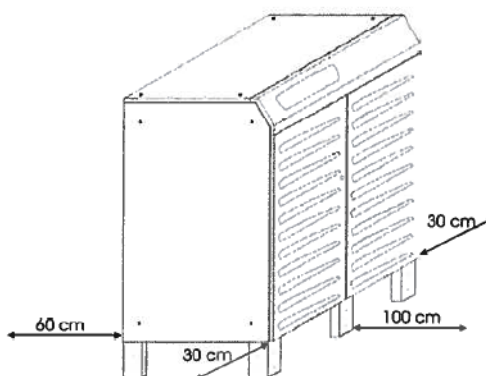
Instalación del Equipo

A Ubicación

Los inversores son equipos electrónicos sofisticados y deben ser tratados en consecuencia. Para la selección del lugar destinado a la instalación del inversor es muy importante considerar los siguientes aspectos:

- **El local en que se ubique el equipo debe disponer de suficiente ventilación. El área mínima libre por cada inversor, para la entrada de aire, debe ser de 0.8m².**
- La instalación debe realizarse en lugares secos y protegidos de fuentes de calor y humedad. Exponer el inversor a goteras o proyecciones de agua es particularmente destructivo y potencialmente peligroso.
- El local no debe contener polvo en suspensión que pueda afectar a la refrigeración del equipo.
- Lugar protegido de la intemperie.
- Temperatura ambiente entre -5 a +40°C.
- Humedad relativa del ambiente inferior al 90%.
- El peso de la máquina carga sobre una pequeña superficie del suelo. El local escogido para instalar el equipo debe admitir la carga del peso de la máquina.
- El equipo está preparado para ser elevado desde abajo mediante una carretilla elevadora tras desatornillar su parrilla frontal inferior. Algunos modelos se suministran con ruedas para facilitar la manipulación.

Respetar las distancias mínimas del equipo con los cerramientos, según se indica en el siguiente gráfico:



Para reducir al mínimo las posibilidades de accidente, se aconseja seguir las siguientes advertencias de seguridad referentes al local en el que se instale el equipo:

- Los muros, techos, el suelo y todo aquello que se encuentre alrededor del inversor debe estar fabricado con materiales no inflamables.
- Evitar la presencia de limaduras de hierro, metales o polvo de origen metálico en el suelo alrededor de la máquina, para evitar que sean aspirados dentro del equipo y puedan producir eventuales averías.
- Se recomienda la presencia de un extintor portátil en el local en el que esté ubicado el equipo.
- El personal de servicio y de mantenimiento debe estar adiestrado con los procedimientos normales de emergencia.

B Inspección visual

Los inversores se someten a una serie de inspecciones y verificaciones eléctricas y mecánicas en fábrica. En el momento de la entrega, éste debe encontrarse en las mismas condiciones.

Se debe realizar una inspección visual de la máquina en el momento en que se reciba por parte del cliente, para verificar si se han producido daños eventuales ocasionados durante el transporte. En caso de producirse esta situación, contactar inmediatamente el proveedor de su equipo.

C Puesta en marcha (conexiones eléctricas)



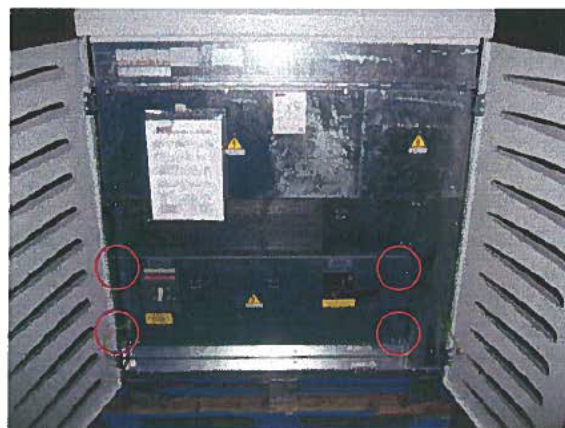
La instalación del inversor debe realizarse por personal técnico cualificado. Consultar las normas que regulan la utilización de corrientes en baja tensión en cuanto a requerimientos de conectores, dimensión de cables y canalizaciones.



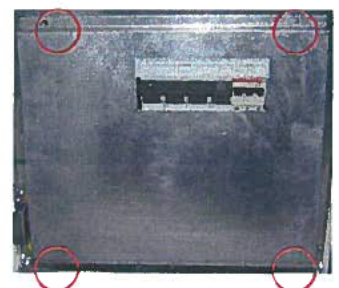
Es importante evitar cualquier contacto con las zonas internas que podrían provocar averías. Por otra parte, si el equipo ha recibido tensión anteriormente, existe la posibilidad de que en los condensadores de gran capacidad que se incorporan exista tensión, en este caso es necesario esperar unos minutos hasta que queden completamente descargados.

El procedimiento de puesta en marcha se realizará siguiendo los pasos siguientes:

1. Durante la instalación de los paneles comprobar la tensión en vacío, serie por serie de forma individual a medida que se vayan conectando entre sí. Comprobar también la intensidad de cortocircuito del campo de paneles, cada serie por separado en el momento de conectar cada una de ellas.
2. Abrir la puerta frontal del equipo, empleando la llave de seguridad que se incluye con el suministro.
3. Quitar la tapa de protección del panel en el que están situados el magnetotérmico y los seccionadores. La tapa va sujeta con 4 tornillos de fijación, tal y como se pueden apreciar en las siguientes figuras. De este modo quedarán accesibles los terminales para el conexionado de las señales necesarias del equipo.

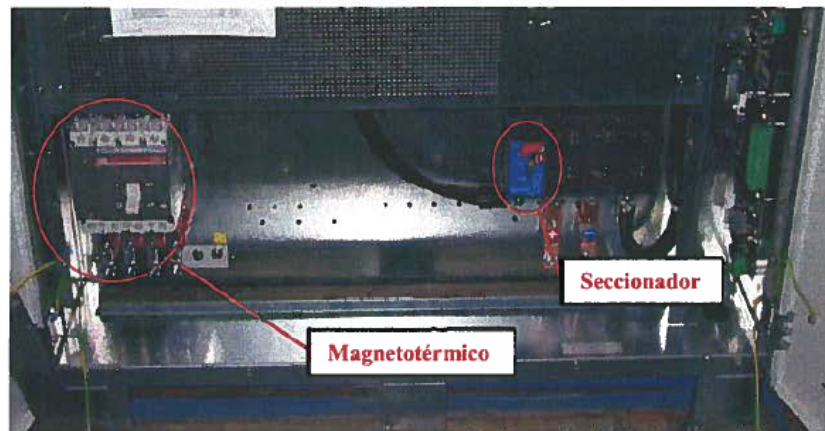


Soleil 100KW



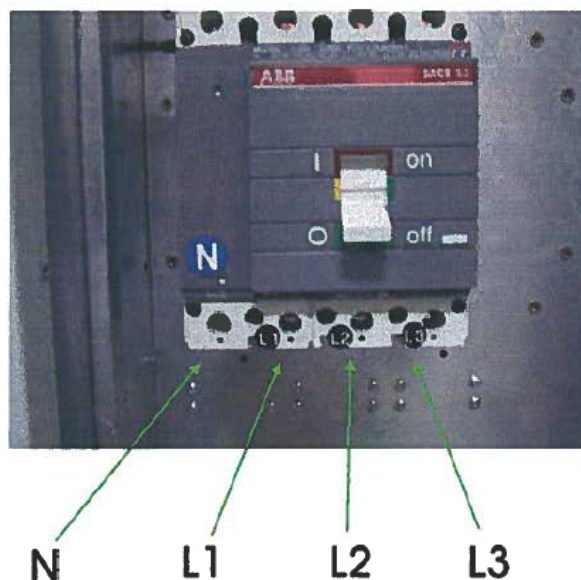
**Soleil 10, 15, 20,
25, 30 y 45 kW**

4. Localizar el panel del interior del equipo en el que están situados el magnetotérmico y el seccionador para el conexionado del inversor.



Soleil 100KW

5. Comprobar que el magnetotérmico y los seccionadores están desconectados.
6. Conectar en primer lugar el cable de toma de tierra de la instalación. Al abrir la tapa metálica de protección del panel observará el cable de tierra atornillado al chasis del equipo. Conecte ahí la toma de tierra de su instalación.
7. Tras haber conectado la toma de tierra conecte el Neutro de la red trifásica al terminal de conexión "N" de su inversor Soleil, tal y como se muestra en la figura del punto 8 (la figura corresponde al inversor Siel de 125KWp).
8. Conectar los cables de la red eléctrica de distribución al magnetotérmico de salida AC en los bornes designados como L1, L2 y L3.



RED TRIFÁSICA

9. Conectar la línea de entrada del campo fotovoltaico al seccionador de entrada de panel en los bornes designados como + y -. Compruebe la polaridad de la conexión, puesto que una inversión de polaridad puede provocar la avería del inversor.
10. Atornillar de nuevo la tapa frontal inferior del equipo.
11. Conectar el interruptor magnetotérmico de salida AC. Se debe iluminar el display del panel de control mientras se activa al mismo tiempo el zumbador de alarma.
12. Comprobar mediante la tecla Red del panel de control, la presencia de tensión en todas las fases.
13. Cerrar el seccionador de entrada panel. Mediante la tecla Módulos, verificar la tensión de entrada del campo fotovoltaico. Si la instalación se ha proyectado correctamente, la tensión leída debería estar comprendida entre 400 y 600V.
14. Cerrar la tapa frontal y guardar la llave en sitio seguro.
15. Presionar la tecla ON y confirmar con ENTER. Los leds ON y OFF lucirán de modo intermitente indicando que el equipo está en Estado Activo. Al cabo de unos dos minutos, si las condiciones son adecuadas, se iniciará el proceso de inyección de energía a la red. Esta situación se indicará mediante el led de ON encendido de forma continua.

D Conexión Comunicaciones

Para acceder al panel de comunicaciones, debemos quitar los 4 tornillos de la tapa frontal que cubre los PCBs de comunicaciones, la ubicación de dichos tornillos es la que se puede apreciar en la siguiente imagen.



Switch DIP	Posición OFF	Posición ON
1	1	0
2	2	0
3	4	0
4	8	0
5	16	0
6	32	0
7	64	0
8	//	//

Tabla de configuración de dirección de respuesta al dispositivo SAC

Cada inversor posee una dirección de dos dígitos que se puede seleccionar mediante un selector en la tarjeta, los valores que esta puede tomar se encuentran entre 1 y 64 (por defecto se encuentra la dirección 17).

La dirección se obtiene sumando 1 al valor de cada conmutador dip en la posición en que se encuentra. Ejemplos:

Ejemplo 1:

DIP1 = OFF, DIP4 = OFF, resto ON.

Dirección = $1 + 1(\text{valor dip1}) + 8(\text{valor dip4}) = 10$



Ejemplo 1

Ejemplo 2:

DIP5 = ON, DIP7 = ON, resto OFF.

Dirección = $1 + 1(\text{valor dip1}) + 2(\text{valor dip2}) + 4(\text{valor dip3}) + 8(\text{valor dip4}) + 32(\text{valor dip6}) = 48$



Ejemplo 2

Función	Puente	Posición
RS232	JP1-JP2	JP1=B JP2=B
RS485	JP1-JP2- JP10 JP14-JP11	JP1=A JP2=A Otros:cerrado
RS422	JP1-JP2 JP10-JP14	JP1=A JP2=A Otros:cerrado

Tabla de configuración puentes para la modalidad de conexión lado SAC
(en negrita la posición predeterminada)

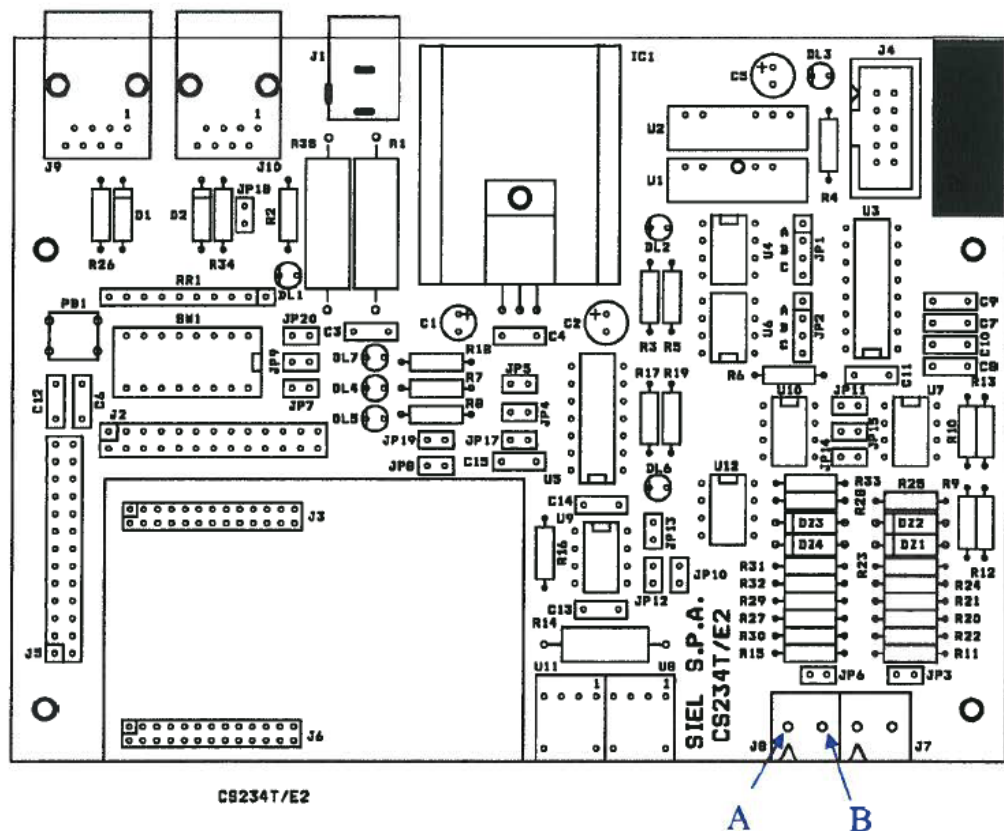
Función	Puente	Posición
Fibra Óptica	JP19-JP9-JP12 -JP4-JP17	Cerrados
RJ45	JP20-JP8	Cerrados

Tabla de configuración de puentes para la modalidad de conexión lado SOLEIL SAC (en negrita la posición predeterminada)

Conexión mediante RS485

Conecte los dos cables de la red RS485 con los conectores de los bornes J8, vemos en la figura las posiciones del borne A y B en el circuito CS234T/E2.

BORNE 1	BORNE 2	BORNE 3	BORNE 4
A	B	NO USADO	NO USADO



Funcionamiento. Panel de usuario.



El equipo dispone de un panel de usuario en el frontal que consta de un teclado de membrana y un display LCD alfanumérico que permite visualizar dos líneas de 40 caracteres cada una. Dispone además de 3 leds que informan del estado del equipo y de una barra de leds que indica el nivel de potencia instantánea que se está inyectando a la red.

La descripción de la función de cada una de las teclas del panel de operador, así como el significado de los leds se indican en el siguiente gráfico.



A Marcha/Paro del Equipo



Es necesario seguir todas las precauciones y advertencias indicadas en este manual, así como los pasos indicados en el apartado de instalación y puesta en marcha del equipo antes de poner el inversor en funcionamiento.

Para realizar la puesta en marcha y paro del equipo emplearemos las teclas de ON y OFF del panel de usuario, seguidas de la tecla ENTER.

En el momento del cierre del interruptor magnetotérmico de la salida AC se debe iluminar el display del panel de control seguido de una breve alarma del buzzer. En este punto, en condiciones de red idóneas y radiación suficiente, el display debe mostrar los siguientes mensajes:

- Soleil en estado de reposo
- Inversor inactivo
- Inversor desconectado de la red
- Red correcta

Si se presiona la tecla ON del equipo, y se confirma la puesta en marcha mediante la tecla ENTER, el inversor se colocará en "Estado Activo" mientras los leds ON y OFF parpadean alternativamente. Durante el arranque el inversor queda detenido un cierto tiempo, (10 segundos en condiciones normales) este tiempo es el que tarda en verificar si la tensión del campo fotovoltaico y los parámetros de la red eléctrica de distribución son correctas para iniciar la conexión.

Durante este periodo de tiempo, el display mostrará los siguientes mensajes:

- Inversor en estado activo
- Inversor inactivo
- Inversor desconectado de la red
- Red correcta

Cuando el proceso de conversión inicia, la energía producida por el generador fotovoltaico será inyectada en la red eléctrica.

Cuando el inversor empiece a inyectar energía en la red, el led ON se iluminará de modo fijo y la barra de leds del display que corresponden al nivel de potencia inyectada se iluminarán en función de la cantidad de potencia suministrada en ese momento a la red.

En este punto el display mostrará los siguientes mensajes:

- Inversor en estado activo
- Inversor activo
- Inversor conectado de la red
- Red correcta.

Durante el funcionamiento del equipo, si la tensión del campo fotovoltaico desciende por debajo del valor mínimo o la potencia inyectada en la red fuera demasiado baja, el inversor se pondrá en estado de pausa durante 10 minutos, en los cuales el inversor se pondrá en "Estado de reposo" o pausa y se realizará la desconexión del inversor de la red, pasados estos minutos, si los parámetros del generador fotovoltaico y los de la red son correctos, empezará de nuevo a suministrar potencia a la red siguiendo la secuencia de arranque anteriormente descrita.

En el caso en que la red eléctrica no sea idónea (tensión o frecuencia) o la radiación solar no sea suficiente para iniciar el proceso de conversión el inversor quedará en el estado activo (modo espera) mientras los led ON y OFF lucirán de forma alterna.

En el primera caso los mensajes que visualizaremos en el display serán:

- Tensión de red incorrecta / Frecuencia de red incorrecta
- Inversor en estado activo
- Inversor inactivo
- Inversor desconectado de la red

Al restablecerse los parámetros correctos de la red de alimentación, el inversor esperará dos minutos antes de iniciar el proceso de conversión.

En la segunda situación los mensajes que visualizaremos en el display serán:

- Radiación insuficiente
- Red correcta
- Inversor en estado activo
- Inversor inactivo
- Inversor desconectado de la red

Al restablecerse los parámetros correctos de radiación, el inversor esperará cinco minutos antes de iniciar el proceso de conversión.

Por su parte, al pulsar la tecla OFF del panel de control, el inversor pasa automáticamente a "Estado de Reposo". En este modo el inversor permanece apagado y no se realiza ninguna actividad, ni de conversión de energía ni de espera a la conexión. Este estado se indica mediante el led de OFF activado de forma fija.

B Modo Manual y Automático

Para seleccionar el modo de trabajo del inversor se emplea la tecla Aut/Man. Con cada pulsación de esta tecla cambiamos la selección de un modo a otro. El modo seleccionado de trabajo se debe confirmar con la tecla ENTER para que pase a ser el modo operativo del inversor.

Cuando se selecciona el modo Manual de funcionamiento, con las teclas de desplazamiento de mensajes, podemos modificar el punto de funcionamiento del equipo, aumentando o disminuyendo respectivamente la intensidad del punto de trabajo del generador fotovoltaico.

En esta modalidad de funcionamiento se pueden visualizar en el display sólo las lecturas de los parámetros característicos y no los mensajes de estado del equipo; en efecto las teclas de desplazamiento ahora tienen sólo la función de variar la potencia entregada en la red.



El modo manual de funcionamiento no permite al inversor obtener el máximo rendimiento posible del generador fotovoltaico. Este modo de trabajo se debe emplear únicamente para diagnósticos y pruebas del equipo por personal cualificado.

C Lectura de Parámetros de la Instalación

En cualquier momento, se pueden visualizar en el display del equipo los parámetros de la instalación. Mediante la tecla Module visualizamos los referidos al generador fotovoltaico:

- Tensión de entrada de paneles de cc (V)
- Intensidad de entrada de paneles de cc (A)
- Potencia suministrada por el generador fotovoltaico (KW)
- Temperatura, si el equipo dispone de sonda de temperatura (°C)
- Radiación en el plano horizontal, si se dispone de la célula calibrada adecuada (W/ m²)
- Radiación en el plano de los módulos, si se dispone de la célula calibrada adecuada (W/ m²)

Por su parte, pulsando una vez sobre la tecla Grid visualizamos los parámetros referentes a la parte de corriente alterna del equipo:

- Tensión entre fases RS, ST y TR (V)
- Intensidad de fase R, S y T (A)
- Potencia instantánea inyectada a la red (KW)
- Temperatura interior del inversor (°C)

Al pulsar por segunda vez sobre dicha tecla, se visualizan en el display del equipo:

- Total de la energía en KWh producidos durante la vida del inversor
- Total de horas que ha estado en funcionamiento

Para salir de la visualización de los parámetros es necesario presionar el botón RESET

D Mensajes del Equipo

Durante el funcionamiento normal del equipo, el display mostrará continuamente mensajes indicando el estado del inversor. Mediante las teclas de desplazamiento del panel de usuario, es posible visualizar los mensajes previos que han ido apareciendo en la pantalla.

Las indicaciones que hacen referencia al estado del equipo son las siguientes:

MENSAJE:	DESCRIPCIÓN:
Equipo en estado reposo:	Sin actividad de conversión de energía ni espera a la conversión.
Inversor en estado activo:	Esperando a que las condiciones de radiación y red sean idóneas para iniciar la conexión.
Inversor conectado a la red:	Contactador de conexión a red cerrado.
Inversor desconectado de la red:	Contactador de conexión a red abierto.
Red correcta:	Tensión y frecuencia de red dentro de los márgenes de conexión.

Tensión de red incorrecta:	Tensión de red fuera del margen de conexión.
Frecuencia de red incorrecta:	Frecuencia de red fuera del margen de conexión.
Radiación insuficiente:	Baja tensión de los módulos fotovoltaicos o potencia de salida inferior a 300W.
PMP Automático:	Búsqueda del Punto de Máxima Potencia automático. Recomendado.
PMP Manual:	Búsqueda del Punto de Máxima Potencia manual. Únicamente para pruebas y diagnósticos.
Convertor DC/AC activo:	Indica el estado activo del convertor DC/AC.
Convertor DC/AC inactivo:	Indica el estado inactivo del convertor DC/AC.

E Alarmas del Equipo

Cuando se produce una alarma en el equipo, el zumbador se activa y el display del panel de control muestra un mensaje indicando qué alarma es la que se ha producido.

Para desconectar el zumbador cuando se ha producido una alarma se debe pulsar la tecla RESET.

En el caso de que varias alarmas se hubieran activado, en la pantalla del display aparecerá la que dispone de mayor prioridad. Es posible visualizar el resto de alarmas mediante las teclas de desplazamiento del teclado.

La siguiente tabla indica las posibles alarmas del sistema y su descripción:

ALARMA:	DESCRIPCIÓN:
Sobretensión:	Temperatura en el radiador superior a 75°C. Nueva reconexión a temperatura inferior de 65°C.
Comunicación IIC:	Problemas de comunicación entre los microcontroladores internos.
Bloqueo por EPO:	Relé EPO activo por Parada de Emergencia (Página 26).
Desaturación inversor:	Se ha activado una protección electrónica interna.
Corte rápido de corriente en inversor:	Se ha activado una protección electrónica interna.
Sobretensión en convertor DC/AC:	Temperatura en convertor DC/AC fuera de rango.
Pérdida de aislamiento:	Fallo en el aislamiento del equipo.

F Señalización Remota. Tarjeta Interface Cliente.

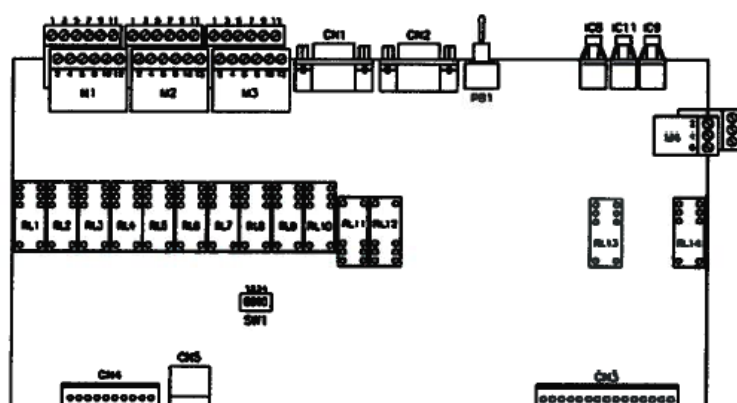
El inversor SOLEIL dispone de una serie de salidas auxiliares mediante relés libres de potencial que permiten conocer en todo momento y de forma remota cómo se encuentra el equipo.

La lectura de estas salidas se realiza a través de una tarjeta que actúa de interface entre el inversor y el exterior, situada junto al regletero de conexionado del equipo.



La máxima tensión de aislamiento de los contactos de los relés de la tarjeta es de 48Vca (60Vcc). Por tanto, no se deben utilizar estos relés para conmutar tensiones de red.

La siguiente figura muestra el aspecto de esta tarjeta (consultar ubicación en pág. 30):



El acceso a las salidas auxiliares se realiza a través de los terminales M1, M2 y M3 de la tarjeta. Cada uno de estos terminales dispone de 12 bornes para la conexión de las señales de salida al exterior. Estas señales se comandan por medio de los relés RL1 a RL10, según las siguientes tablas:

(*)=Estado normal del relé.

TERMINAL:	PIN:	ESTADO:	DESCRIPCIÓN:
M1	1	Abierto (*)	RL1: Inversor bloqueado.
	2	Común	
	3	Cerrado	
	4	Abierto (*)	RL2: Alarma Vigilante Aislamiento. (OPCIONAL)
	5	Común	
	6	Cerrado	
	7	Abierto (*)	RL3: Sobretemperatura en el inversor.
	8	Común	
	9	Cerrado	
	10	Abierto (*)	RL4: Radiación insuficiente.
	11	Común	
	12	Cerrado	

TERMINAL:	PIN:	ESTADO:	DESCRIPCIÓN:
M2	1	Abierto (*)	RL5: Conversor habilitado.
	2	Común	
	3	Cerrado	
	4	Abierto (*)	RL6: Contactor de conexión a red cerrado.
	5	Común	
	6	Cerrado	
	7	Abierto (*)	RL7: Fallo de comunicación con el inversor.
	8	Común	
	9	Cerrado	
	10	Abierto (*)	RL8: Problemas de comunicación con el conversor DC/DC.
	11	Común	
	12	Cerrado	

TERMINAL:	PIN:	ESTADO:	DESCRIPCIÓN:
M3	1	Abierto (*)	RL9: Desaturación del inversor
	2	Común	
	3	Cerrado	
	4	-----	No utilizado.
	5	-----	
	6	-----	
	7	-----	No utilizado.
	8	-----	
	9	-----	
	10	-----	No utilizado.
	11	EPO 1	Parada de Emergencia.
	12	EPO 2	Parada de Emergencia.

Existe la posibilidad de comprobar el correcto funcionamiento de los relés actuando sobre el microrruptor SW1 de la tarjeta interface, tal y como se describe a continuación:

MICRORRUPTOR SW1 (TARJETA INTERFACE):				
1	2	3	4	DESCRIPCIÓN:
On	On	On	On	Modo TEST: Todos los relés activados, estado contrario al normal.
Off	Off	Off	Off	Modo TEST: Todos los relés desactivados, estado normal.
On	On	On	Off	Modo STANDARD de fábrica: Los relés conmutan al recibir señal de activación.
On	On	Off	On	Relé Vigilante aislamiento RL2 se activará en caso de pérdida de aislamiento. El resto de los relés en modo estándar.
Otras combinaciones				Modo TEST: Todos los relés desactivados, estado normal.

Protecciones del equipo

A Relé de seguridad (EPO)

El inversor dispone de un dispositivo electrónico de seguridad (EPO, Emergency Power Off) que bloquea el funcionamiento de la máquina en el caso de que se produzca una emergencia. La activación del dispositivo se realiza de forma remota mediante un pulsador de Parada de Emergencia que disponga de un contacto normalmente cerrado. Dicho pulsador se conecta a los pines 11 y 12 del terminal M3 en la tarjeta interface.

Una vez activado el dispositivo de seguridad, éste se encarga de mantener el bloqueo de la máquina aunque el pulsador de Parada de Emergencia remoto vuelva a su estado de reposo. Para restablecer el funcionamiento normal del inversor es necesario acceder al panel de conexiones del equipo y actuar sobre el interruptor de rearme PB1 situado en la tarjeta de interface

B Sobrecargas y cortocircuitos

El equipo dispone de protección frente a eventuales sobrecargas o cortocircuitos que pudieran producirse en los terminales de entrada de las líneas de panel o en la salida de alterna del equipo. Al producirse dicha situación se parará automáticamente el equipo hasta que desaparezca la situación anómala.

A pesar de dichas protecciones internas es altamente recomendable instalar protecciones externas adicionales, tal y como se describe en el apartado "Caída de rayos y Sobre tensiones" de la página 9.

C Temperatura elevada

Si la temperatura del radiador del equipo supera los 75°C se activa una protección que parará automáticamente el inversor. No se restablece el funcionamiento hasta que la temperatura alcance nuevamente un valor inferior a 65°C en el radiador.

D Modo isla

Para evitar el funcionamiento del equipo en modo isla se dispone de un control de la tensión y la frecuencia de la red, de modo que, en el caso de que estos valores se encontraran por fuera del margen adecuado, se realizaría la desconexión automática del inversor de la red de distribución.

El equipo permanecerá desconectado hasta que se restablezcan los parámetros adecuados de la red. La sensibilidad de esta protección garantiza el cumplimiento de la normativa vigente.

E Vigilante de aislamiento (opcional)

Si se produce un error de aislamiento en los paneles PV, el vigilante de aislamiento lo detectará y mostrará el error en el display. Esta alarma no detiene el inversor que seguirá en funcionamiento. Es posible activar un relé de alarma, relé RL2 en la tarjeta interface cliente (ver pág. 24), para actuación en caso de fallo.

Descripción técnica del inversor

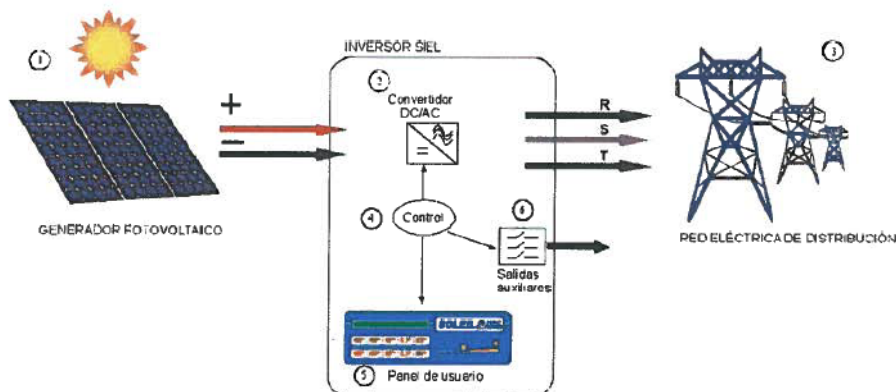
A Esquema de bloques

El inversor SOLEIL se compone de una serie de bloques conceptualmente independientes, según la figura a pie de página.

Cuando se conecta el inversor, en primer lugar se realiza una verificación de la red eléctrica (3) midiendo la tensión eficaz y la frecuencia. Si estos dos valores se encuentran dentro de un margen de valores adecuado, el inversor procederá a realizar una lectura de la tensión de entrada del generador fotovoltaico de forma periódica (1). Cuando la tensión de entrada del generador fotovoltaico es suficientemente elevada, se inicia el proceso de conversión de energía. (Ver datos técnicos)

Al iniciar el proceso de conversión de energía, en primer lugar el inversor empieza a absorber energía desde el generador fotovoltaico (1) y cuando la tensión en el bus de corriente continua alcanza el valor de ajuste durante aproximadamente 10 segundos, el convertidor DC/AC (2) arrancará y, después de conectarse a la red por medio de un relé de arranque, se inicia la inyección de energía en la red. El procedimiento anterior requiere de un tiempo aproximado de dos minutos para ser completado.

En este momento es cuando entra en funcionamiento el sistema de control (4), el cual se encarga de variar el punto de funcionamiento del convertidor DC/AC para que el sistema trabaje en todo instante en el punto que optimice al máximo la energía inyectada a la red. La precisión del seguidor de máxima potencia (MPPT) y el tiempo entre un punto de máxima potencia y el siguiente punto de búsqueda son parámetros que vienen configurados de fábrica. En cualquier caso, estos parámetros se pueden modificar por personal técnico, en caso necesario.

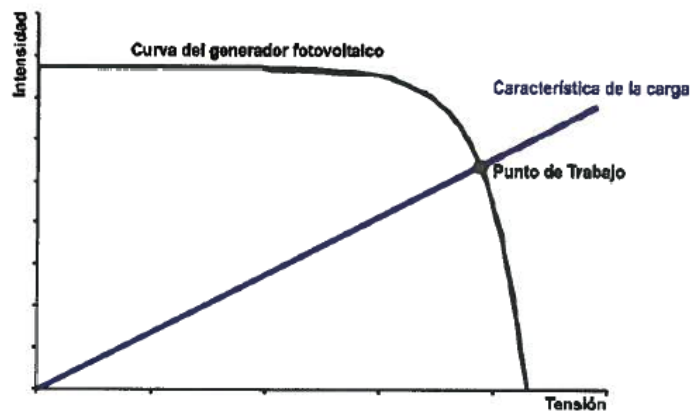


Si en un instante dado, la tensión del generador fotovoltaico desciende del valor mínimo admisible o la potencia inyectada a la red es excesivamente baja, el convertidor DC/AC pasará a modo de PAUSA por un periodo de 10 minutos, y al mismo tiempo se realizará la desconexión del inversor de la red. Al finalizar este periodo de 10 minutos, si las condiciones mínimas de puesta en marcha del equipo se verifican correctamente, se pondrá en funcionamiento el convertidor DC/AC repitiéndose la secuencia de arranque indicada anteriormente.

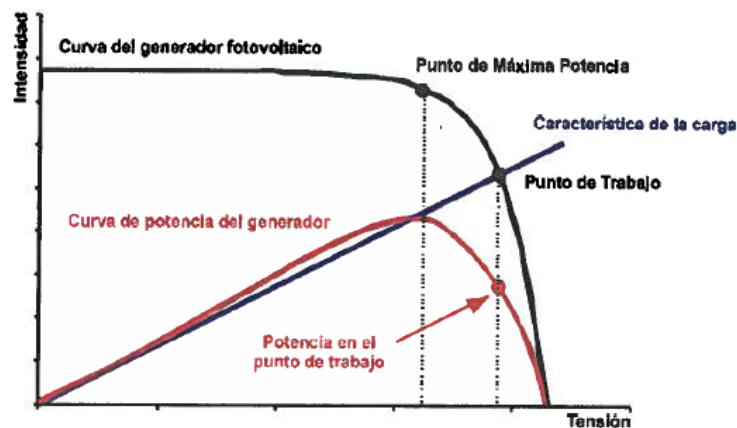
El equipo dispone además de una tarjeta interface (6) para comunicarse con el exterior y señalizar el estado y las posibles alarmas que se hayan producido, así como un panel de usuario (5) y visualización de las señales características del sistema.

B Seguimiento del MPPT

Cuando una célula fotovoltaica recibe radiación solar, genera una tensión eléctrica que depende del nivel de radiación solar incidente y de la temperatura de la célula. Cuando se conecta una carga a la célula fotovoltaica, circulará una intensidad a través de la carga y disminuirá la tensión de la célula acorde a su característica V-I. La siguiente figura muestra la curva característica típica V-I para una célula, la cual es por analogía idéntica a la de un módulo fotovoltaico, o a la de un generador fotovoltaico formado por varias series de módulos. Se muestra asimismo la curva característica de la carga, que será resistiva (puesto que la tensión generada es de corriente continua). La intersección de la curva V-I del generador fotovoltaico con la curva de la carga conectada, se denomina Punto de Trabajo.

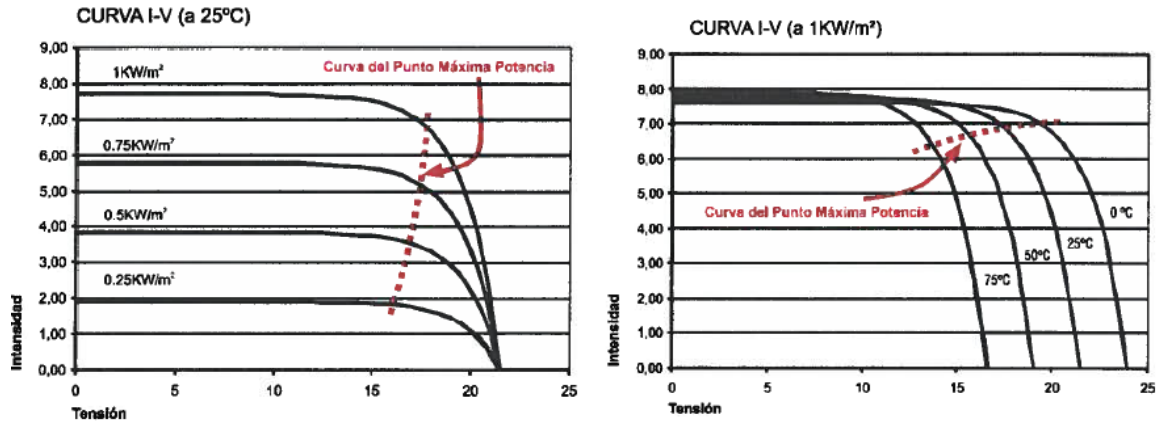


La respuesta V-I del generador fotovoltaico, implica también una respuesta característica de la potencia de salida, la cual no es constante para cualquier punto de funcionamiento, como se observa en el siguiente gráfico.



El punto de trabajo en el que la potencia de salida del módulo es la máxima posible, se denomina Punto de Máxima Potencia. Tal y como se observa en el gráfico anterior, con la carga que tenemos conectada al generador, estaríamos trabajando en un punto de trabajo en el que la potencia sería de un orden del 40% inferior a la máxima que el generador puede suministrar.

Además, la curva V-I del generador fotovoltaico no es fija, sino que varía según las condiciones de temperatura y radiación solar incidente. Las siguientes gráficas muestran las curvas típicas de un módulo A-115 de ATERSA en función de la radiación solar y de la temperatura. En las curvas se muestra además la evolución del punto de máxima potencia.



La misión del seguidor del punto de máxima potencia del inversor SOLEIL es, por tanto, variar la resistencia de carga del equipo para que el generador fotovoltaico trabaje siempre en el punto de máxima potencia posible, de este modo, también será máxima la energía inyectada a la red eléctrica de distribución. El elemento del equipo encargado de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia es el convertidor DC/DC a través del control del inversor.

El inversor, en Modo Automático, realiza de forma continua el seguimiento del punto de máxima potencia de panel.

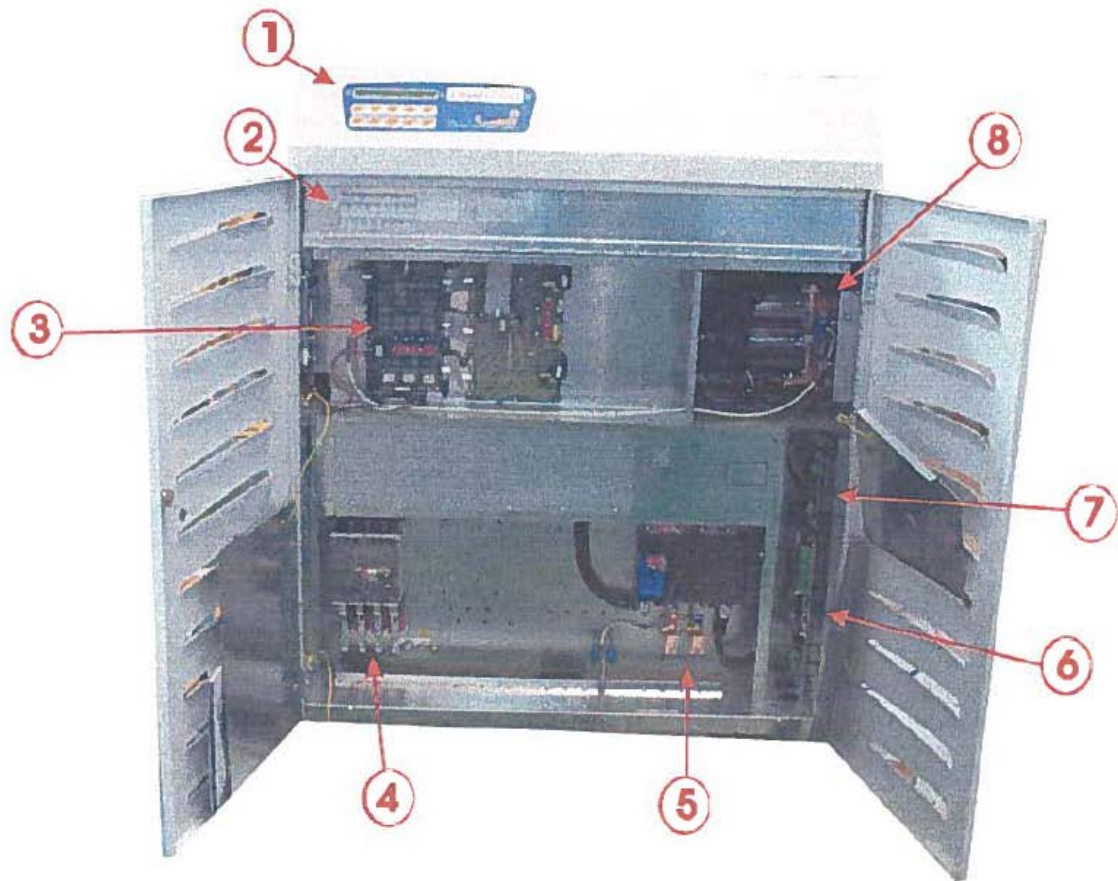
El equipo permite también el funcionamiento en Modo Manual, en el que el usuario determina el punto de trabajo en el que de forma fija quiere que trabaje el generador fotovoltaico. Lógicamente, **en modo manual NO se obtiene el máximo rendimiento energético de la instalación**, por lo que este modo de trabajo debe considerarse únicamente como un método de verificación del equipo por personal técnico cualificado.

C Potencia Máxima de Módulos en la Conexión a Red

Se aconseja que la diferencia entre la potencia nominal y la de los módulos sea aproximadamente:

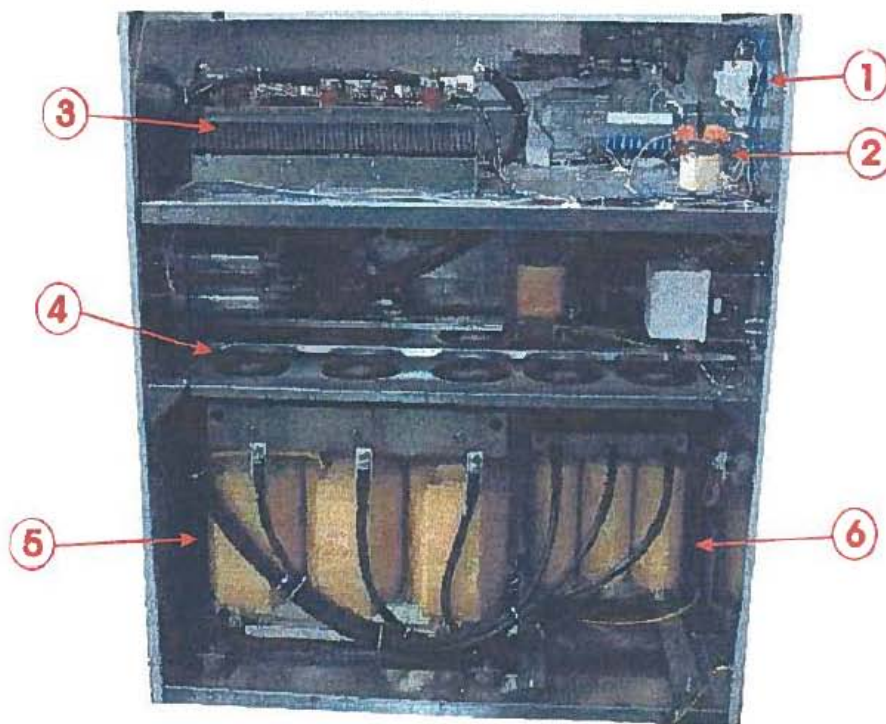
- **SISTEMAS FIJOS:** 15% Típico >>> 20% Máximo (entre 115 a 120 kWp para una de 100 kW nominales)
- **SISTEMAS CON SEGUIMIENTO:** 10% Típico >>> 15% Máximo (entre 110 a 115 kWp para una de 100 kW nominales)

D Estructura del inversor Soleil.



VISTA FRONTAL DEL SOLEIL 100KW

- 1- Display
- 2- Fusibles F1 a F8
- 3- Circuitos de control
- 4- Magnetotérmico AC y entrada de alterna.
- 5- Seccionador DC y entrada de continua.
- 6- Circuito interfaz cliente.
- 7- Circuito comunicaciones.
- 8- Filtro AC



VISTA TRASERA DEL SOLEIL 100KW

- 1- Fusibles F9-F10 y temporizador.
- 2- Transformador de sincronismo.
- 3- Etapa de potencia.
- 4- Ventiladores.
- 5- Transformadores.
- 6- Filtros AC.

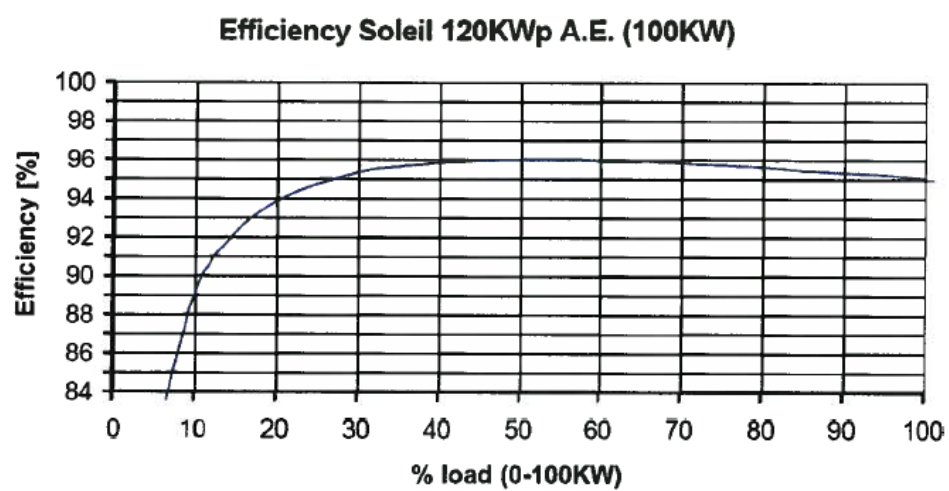
E Especificaciones técnicas de la serie Soleil

Modelo [kW]	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450
Codificación Atersa	3009531	3009532	3009533	3009512	3009535	3009536	3009513	3009537	3009538	3009514	3009539	3009540	3009541	3009542
Especificaciones Eléctricas														
1.- Conexión a la red	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450
Potencia Nominal de la instalación (kW)														
Conexión							Trifásica y neutro							
2.- Generador fotovoltaico														
Potencia mínima/máxima paneles (kWp)	12-17,5	17,5-22	22-27	27-33	35-44	44-50	50-65	65-88	88-110	80-125	140-190	200-270	300-440	450-550
Rango de tensión PMP* (V _{oc})							330-600							
Tensión máxima de entrada a módulos							700V _{oc} a 0° C							
Tensión mínima de arranque (V)							400							
Corriente máxima de entrada (A)	53	67	82	100	133	152	197	267	333	424	677	818	1333	1667
Número de entradas DC							1					2		
3.- Inversor AC														
Potencia AC, Pn (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450
Tensión de red nominal AC, Vn (V)							400							
Corriente nominal (A)	19,5	26,0	32,5	39	52	65	77,9	103,9	129,9	144,3	227	325	520	650
Corriente máxima (A)	21,6	28,9	36,1	43,3	58	72,1	97,4	115,1	144	203	253	361	578	721
Tensión de funcionamiento							Vn = 10%							
Frecuencia de funcionamiento							50 Hz ± 0,3 Hz							
Protección contra funcionamiento en isla							SI							
4.- Otros datos														
Consumo aprox. En vacío (W)	32	32	46	46	46	46	56	56	56	56	56	64	64	64
THD de la intensidad AC							<3%							
Control del sistema							Analogico / digital							
Contactor electromecánico de desconexión							SI							
Sistema de Aislamiento							Transformador							
Protección del interface de comunicaciones							SI							
Rendimiento máximo (%)	93,8	94,2	94,4	94,5	95,1	95,1	95,5	95,5	96,0	96,3	96,5	96,5	96,5	96,5
Normativas							RD 1663/2000, CEI11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940							
Especificaciones Físicas														
Sistema de Refrigeración							Convección natural + Ventilación forzada							
Rango de Temperatura de Trabajo							-5° C a +40° C							
Rango de Temperatura de Almacenamiento							-20° C a +50° C							
Humedad Relativa Máxima							95%							
Nivel dB(A)	60	60	60	60	60	64	64	64	64	64	64	68	68	68
Dimensiones (mm) (L x W x H)							550 x 850 x 1055				1100x800x1400		1500x1000x2000	2x(1350x1000x2000)
Peso (Kg)	280	300	330	350	420	440	750	750	900	980	1400	1600	2000	2500
Índice de protección							IP 21							
Material envolvente							Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente							

Estos datos pueden estar sujetos a modificaciones sin previo aviso. *PMP: Punto de Máxima Potencia.
Kit vigilante aislamiento opcional en todos los modelos.

F Curvas de Rendimiento

A continuación se incluye la curva de eficiencia para un inversor de 100KW



Mantenimiento

El inversor SIEL es un equipo electrónico que no incluye partes que sufran desgaste con el tiempo, el mantenimiento del equipo se reduce a revisiones periódicas que verifiquen las condiciones de trabajo.

La revisión periódica de la instalación debe comprobar el estado de las conexiones y el aprieto de las bornas, así como la acumulación de polvo y suciedad que se pueda acumular en los conductos de ventilación.

La revisión del equipo se debe hacer extensiva a la revisión de la instalación completa. En cualquier caso, esta revisión debe ser realizada por profesionales.

A Listado de fusibles

Este anexo describe los fusibles 10 x 38 montados en el inversor Soleil.

Posición	Descripción	Tipo	Código Atersa
F1	Alimentación eléctrica	6A 500V _{ac}	4505041
F2	Alimentación eléctrica	6A 500V _{ac}	4505041
F3	Transformador de sincronismo R	2A 500V _{ac}	4505043
F4	Transformador de sincronismo S	2A 500V _{ac}	4505043
F5	Transformador de sincronismo T	2A 500V _{ac}	4505043
F6	Ventiladores	6A 500V _{ac}	4505041
F6	Ventiladores	6A 500V _{ac}	4505041
F8	Telerruptor	6A 500V _{ac}	4505041

Los fusibles F1 a F8 los podemos encontrar en el panel frontal, justo debajo del display del Inversor.



Display y fusibles F1 a F8.

Garantía

El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente.

La garantía no será aplicable en los siguientes casos:

- Daños causados por la utilización incorrecta del equipo.
- Utilización constante de cargas con potencias superiores a la máxima nominal.
- Utilización en condiciones ambientales no adecuadas (ver apartado Ubicación).
- Equipos que presenten golpes, desmontados o que hayan sido reparados en un servicio técnico no autorizado.
- Descargas atmosféricas, accidentes, agua, fuego y otras circunstancias que están fuera del control del fabricante.

La garantía no incluye los costes derivados de las revisiones periódicas, mantenimiento y transportes, tanto de personal como del inversor.

El fabricante no se responsabiliza de los daños a personas o costes que se puedan derivar de la utilización incorrecta de este producto.

Para obtener el servicio de garantía se deberá dirigir al vendedor, y en el caso de que no sea posible su localización, directamente a fábrica.

Marcas

© 2003 Atersa, SL. Reservados todos los derechos.

Los productos indicados en el título de este documento tienen Copyright y se distribuyen bajo licencia. Queda prohibida toda reproducción, tanto íntegra como parcial, del presente documento.

SIEL-SOLEIL y el logotipo Atersa son marcas registradas de Aplicaciones Técnicas de la Energía, S.L.

Modificaciones

El contenido de este documento puede ser modificado sin previo aviso. Atersa se ha preocupado para asegurar la información contenida en este manual, sin embargo no puede asumir ninguna responsabilidad en el caso de errores u omisiones en este documento, así como por la interpretación de la información contenida.

Atersa se reserva el derecho de modificar el producto sin avisar a los usuarios según sus propios criterios.



***Nota:** Depositar el equipo en un punto verde, una vez finalizada su vida útil.

Sistema de Fijación HOOK™

Los marcos de aluminio de los módulos fotovoltaicos de Atersa disponen de unos canales laterales que facilitan la colocación del módulo sobre los perfiles de la instalación.

Para la instalación de los módulos utilizaremos el Sistema de Fijación Hook.

El Sistema de Fijación Hook puede ser utilizado en los perfiles Hook V1, V2 y V3.

Se utilizarán un mínimo de 4 grapas por módulo, siendo las intermedias entre módulos comunes para ambos (Dibujo 1).

El posicionamiento de las grapas siempre será igual a la distancia B, siendo ésta menor o igual a $\frac{1}{4}$ de la distancia A (Dibujo 2).

Instalación en estructuras estándar

El montaje se realiza sobre estructuras estándar mediante la grapa, el tornillo Allen M6x16, arandela grower, arandela plana y tuerca M6 (Dibujo 3).

Instalación sobre carril guía tipo "U"

Para realizar éste tipo de instalación es necesario un perfil perforado tipo "U" de 41x41mm ó 41x21mm. Estos elementos no se suministran con el sistema de Fijación Hook.

El conjunto montado queda tal y como se puede apreciar en el Dibujo 4.

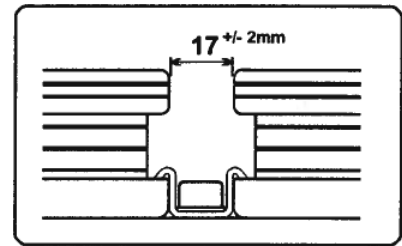
Instalación

Colocar los dos conjuntos de fijación iniciales, alineados entre sí verticalmente. Enroscar el tornillo Allen hasta el final (Dibujo 5).

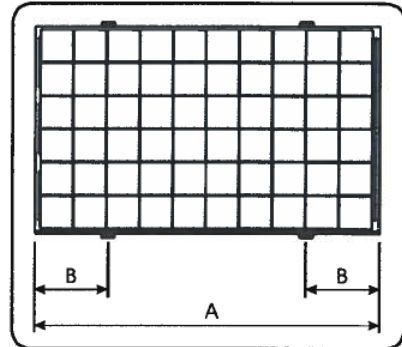
Colocar otros dos conjuntos de fijación alineados verticalmente y desplazarlos por el carril hasta hacer tope con el panel.

Comprobar que los módulos estén alineados verticalmente y horizontalmente entre sí y proceder a enroscar los tornillos hasta su límite, consiguiendo así que éstos queden fuertemente sujetos al carril guía.

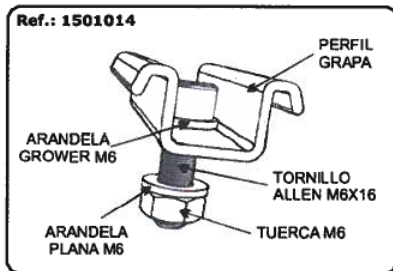
La colocación de los conjuntos de fijación finales es de igual forma que la de los conjuntos iniciales pero en sentido inverso, partimos de un módulo ya colocado y luego colocamos los conjuntos de fijación.



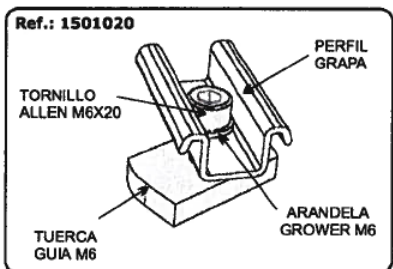
Dibujo 1



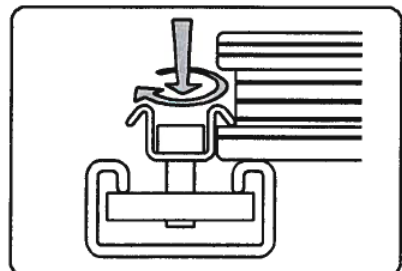
Dibujo 2



Dibujo 3



Dibujo 4



Dibujo 5

Instalación y guiado del cableado eléctrico

Todo cable utilizado para la instalación debe quedar sujeto para evitar movimientos que puedan ocasionar deterioros o roturas del mismo.

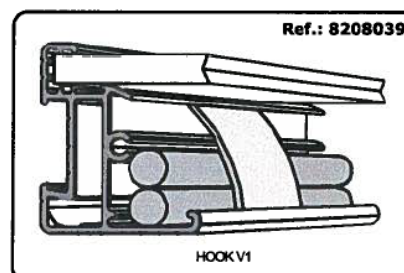
La preparación de los lugares por donde van a pasar los conductores facilitará el proceso de instalación.

Los conductores deben disponer de un camino que les proporcione protección y fijación adecuada para alcanzar una larga vida útil.

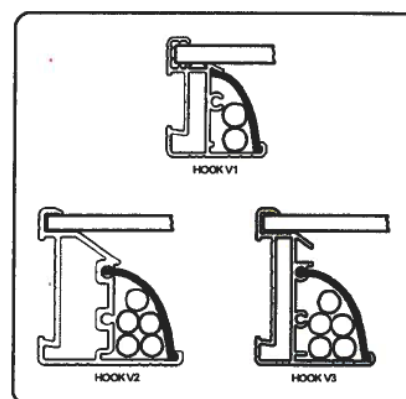
La Brida Hook está fabricado con un material especial, flexible y resistente a los UV, que proporciona una vida útil muy superior a las fijaciones típicas mediante abrazaderas de plástico. (Dibujo 6).

Utilizando la Brida Hook se facilita en gran medida el guiado y sujeción de los cables de conexiones a lo largo del marco de aluminio. La Brida Hook puede ser utilizada en los perfiles Hook V1, V2 y V3 (Dibujo 7).

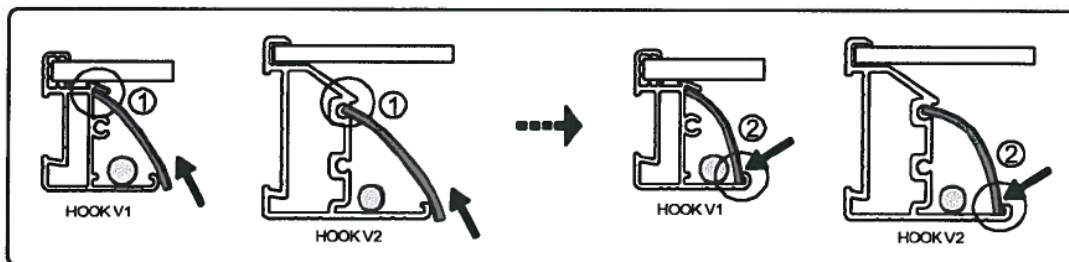
La instalación de la brida se realiza por el interior del marco Hook. Para fijar los cables deberemos de posicionar uno de los laterales en la posición "1" que se describe en el Dibujo 8 y a continuación presionaremos la brida por el lateral del marco hacia arriba hasta que ésta se introduzca y clipe en el extremo del perfil, tal y como se puede apreciar en la posición "2" del dibujo 8.



Dibujo 6



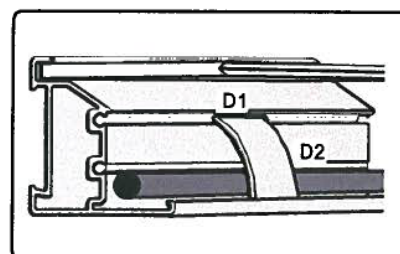
Dibujo 7



Dibujo 8

Para instalar la brida deberemos de tener en cuenta el sentido de colocación, en el perfil Hook V2, el lado más corto de la grapa "D1" irá paralelo al perfil, y en el Hook V1, el lado más largo "D2" de la grapa irá paralelo al perfil. (Dibujo 9).

La colocación de la brida en los perfiles Hook V3 se realizará de la misma forma a la de los perfiles Hook V2.



Dibujo 9